

UNIVERSITÀ DI PISA



FACOLTÀ DI SCIENZE MATEMATICHE
FISICHE E NATURALI

Corso di laurea magistrale in Fisica

*“Procedure sperimentali per la valutazione
dell’impatto acustico di impianti eolici”*

CANDIDATO

Luca Fredianelli

RELATORI

Prof. Gaetano Licitra

Dott. Paolo Gallo

ANNO ACCADEMICO 2010/2011

“[...]Ed ecco intanto scoprirsi da trenta o quaranta mulini da vento, che si trovavano in quella campagna;e tosto che don Chisciotte li vide, disse al suo scudiere: «La fortuna va guidando le cose nostre meglio che noi non oseremmo desiderare. Vedi là, amico Sancio, come si vengono manifestando trenta, o poco più smisurati giganti? Io penso di azzuffarmi con essi [...]» « Dove, sono i giganti?» disse Sancio Pancia. «Quelli che vedi laggiù», rispose il padrone, «con quelle braccia sì lunghe, che taluno d’essi le ha come di due leghe.» «Guardi bene la signoria vostra,» soggiunse Sancio, «che quelli che colà si discoprono non sono altrimenti giganti, ma mulini da vento, e quelle che le paiono braccia sono le pale delle ruote, che percosse dal vento, fanno girare la macina del mulino.» «Ben si conosce», disse don Chisciotte, «che non sei pratico di avventure; quelli sono giganti, e se ne temi, fatti in disparte e mettiti in orazione mentre io vado ad entrar con essi in fiera e disugual tenzone.» [...]”

“Don Chisciotte della Mancia”, Miguel de Cervantes Saavedra

Indice

1	Introduzione	1
2	L'energia eolica	4
2.1	Energia eolica nel mondo	4
2.2	Sviluppo dell'energia eolica in Italia	6
2.2.1	Toscana	10
2.3	Struttura di una moderna turbina eolica	10
2.4	Panoramica sugli impatti ambientali	16
3	Il rumore da impianti eolici	19
3.1	Meccanismi di generazione del rumore eolico	20
3.1.1	Rumore meccanico	20
3.1.2	Rumore aereodinamico	20
3.1.2.1	<i>Turbulent boundary layer trailing edge noise</i> (TBL-TE)	21
3.1.2.2	<i>Laminar boundary layer vortex shedding noise</i> (LBL- VS)	23
3.1.2.3	<i>Flow separation noise</i> (SEP)	23
3.1.2.4	<i>Trailing edge bluntness vortex shedding noise</i> (TEB- VS)	24
3.1.2.5	<i>Tip vortex noise</i> (TIP)	24
3.1.3	Thickness sound	25
3.2	Il vento	27
3.2.1	Distribuzione di Weibull	28
3.2.2	Wind shear	33
3.2.2.1	Terreno complesso	36
3.2.2.2	Effetto della vegetazione	38
3.2.2.3	Effetto sul rumore	39
3.3	Propagazione del rumore	41
3.3.1	La propagazione e la "amplitude modulation"	41
3.3.2	Modelli previsionali	43
3.3.2.1	Metodo ISO 9613-2	44

3.3.2.2	Concawe	45
3.3.2.3	Nord2000	47
3.4	Background noise	48
3.4.1	Mascheramento del rumore	48
3.4.2	Misure di background noise	49
4	La procedura per l'acquisizione e l'elaborazione dei dati	51
4.1	Procedura di misura dell'impatto acustico di un impianto eolico . . .	52
4.1.1	Strumentazione	52
4.1.2	Acquisizione dati	52
4.1.3	Condizioni di misura	53
4.1.3.1	Posizionamento della strumentazione di misura . . .	53
4.1.3.2	Utilizzo di una superficie riflettente	54
4.1.4	Scelta dei periodi di misura	55
4.2	Descrizione dell'impianto	56
4.3	La campagna di misura	58
4.4	Le prime analisi effettuate	62
4.5	Le prove e gli accorgimenti usati per definire la procedura di analisi dei dati	70
4.5.1	Eliminazione degli eventi spuri	70
4.5.2	Gli andamenti temporali	72
4.5.3	Il descrittore della velocità di rotazione delle pale	76
4.5.4	Analisi statistica dei dati misurati e delle incertezze della pro- cedura	82
4.5.4.1	Incertezza sulle misure prese in esterno	87
4.5.5	La scelta della media energetica	89
4.6	Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico . . .	92
4.6.1	Creazione del Database	92
4.6.2	Stima del rumore residuo	93
4.6.3	Stima dell'emissione degli aerogeneratori	94
4.6.4	Stima del rumore della vegetazione	94
4.6.5	Calcolo del livello differenziale di rumore in funzione del vento a terra	95
5	L'applicazione al parco eolico "La miniera"	96
5.1	I risultati delle misure del sito "Scapiccioli 2"	96
5.2	Le ulteriori analisi effettuate	106
5.2.1	La scelta del tipo di fit	106
5.2.2	Durata minima delle misure	111

5.2.3	La ricerca di un metodo alternativo di eliminazione degli eventi spuri dai dati	114
6	Verifica della procedura su un sito complesso	116
6.1	Descrizione dell'impianto	116
6.2	La campagna di misura	118
6.3	I risultati delle misure	120
6.4	Criticità emerse e possibili soluzioni	128
6.4.1	Influenza degli aerogeneratori sottovento	128
6.4.2	Aerogeneratori con medesima rotazione	129
7	Conclusioni	130
A	Normativa acustica in vigore in Italia	133
B	Normativa tecnica e suoi sviluppi	137
B.1	Norma tecnica CEI EN 61400-11	137
B.2	La prossima versione del metodo di misura IEC 61400-11	139
C	La procedura automatizzata in Scilab	141

Capitolo 1

Introduzione

Il ricorso alle energie rinnovabili rappresenta, ad oggi, non solo un obbligo nei confronti delle generazioni future per uno sviluppo sostenibile ma anche un concreto impegno politico delle nazioni industrializzate, sancito da 184 stati con la stipula del protocollo di Kyoto nel 1997 e con la sua effettiva entrata in vigore nel 2005. In Europa, in particolare, il più recente “*Piano europeo sul cambiamento climatico*”, usualmente indicato come “*20-20-20-2020*”, propone il raggiungimento entro il 2020 del 20% dei consumi finali di energia tramite fonti rinnovabili, del 20% in più dell’efficienza dei processi energetici e del 20% di riduzione dell’emissione dei gas serra. Tra le diverse fonti di energia rinnovabile, l’eolica è sicuramente quella che ha avuto il maggiore sviluppo sia in termini quantitativi che di innovazione tecnologica riguardo l’efficacia del ciclo produttivo, ma uno dei maggiori ostacoli alla diffusione sul territorio nazionale di grandi impianti di produzione rimane l’impatto acustico degli aerogeneratori, con il relativo disturbo percepito dai cittadini che abitano in prossimità delle centrali.

A partire dal lavoro di G.P. Van der Berg “*The sound of high winds: the effect of atmospheric stability on wind turbine sound and microphone noise*” svolto nel 2006 [28], la comunità scientifica e gli organi tecnici internazionali di normazione hanno evidenziato come il rumore eolico e il relativo disturbo percepito siano difficili da caratterizzare e rapportare ai limiti di rumore fissati dal legislatore sul territorio. Nel panorama italiano, a differenza di altri stati europei, non esiste una normativa specifica relativa alla misura del rumore eolico e i limiti di rumore fissati dalla L. 447/95, “*Legge quadro sull’inquinamento acustico*” [86], non sono funzionali alla verifica del disturbo arrecato da un impianto eolico.

Le maggiori difficoltà nella misura del rumore eolico derivano dalle caratteristiche di generazione del rumore, la cui principale causa è il vento incidente sulle pale, e dalla peculiarità dei fenomeni di propagazione sonora coinvolti, soprattutto se si considerano contesti orografici complessi. Inoltre, per la verifica del rispetto dei limiti normativi è essenziale separare dal livello di rumore complessivo il contributo

portato dalla componente ambientale (rumore del vento e della vegetazione, disturbi animali e antropici, ecc) e quella prodotta dagli aerogeneratori.

Il presente lavoro di tesi si inserisce in un progetto nazionale, coordinato da ARPAT, con la partecipazione di varie Agenzie Regionali di Protezione Ambientale (ARPA) e l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) denominato "*Linee guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici*". Questo progetto è finalizzato all'elaborazione di una proposta di procedura di misura e valutazione del rumore eolico innovativa da inserire in un contesto normativo e tecnico generale, da eseguire a valle di un processo ricognitivo delle esperienze nazionali ed internazionali e sulla base di un'attenta valutazione della situazione italiana relativamente alla presenza sul territorio nazionale di impianti di produzione di energia da fonte eolica (tipologie di impianti, contesti topografici-ambientali di inserimento, vicinanza ad abitazioni, uso di tecnologie a basso impatto sonoro, ecc.). A tale scopo, il progetto è suddiviso in tre *fasi*, ciascuna delle quali è costituita a sua volta da *azioni*. La prima fase, denominata "stato dell'arte", prevede una rassegna normativa ed una raccolta di esperienze operative, dati delle misurazioni ed inquadramento territoriale degli impianti; la seconda fase è denominata "elaborazione di uno strumento normativo" e prevede una definizione del protocollo di misura ed una proposta normativa; la terza fase è denominata "campagne di misura", necessaria per supportare l'elaborazione delle proposte normative e per dirimere eventuali elementi di incertezze.

La presente tesi riguarda le attività relative alla fase di elaborazione della proposta di protocollo di misura e alla sua validazione mediante misure strumentali in situ. Prima di entrare nel merito, viene effettuata una rassegna dello stato dell'energia eolica in Italia ed una esposizione teorica del rumore prodotto dagli aerogeneratori, focalizzata soprattutto sulla sua generazione e propagazione, basata sulla letteratura disponibile e sugli ultimi studi presentati al 4° *International meeting on wind turbine noise* tenutosi a Roma ad aprile 2011.

Successivamente è trattata in dettaglio la messa a punto della proposta di metodiche specifiche per la caratterizzazione dei livelli di rumore ambientale e prodotti da impianti eolici in esercizio da inserire in un contesto di norme tecniche e legislative per la valutazione dell'impatto del rumore eolico sui recettori vicini e il territorio circostante. Le proposte fatte si basano sull'analisi e l'elaborazione dei dati di rumore, vento in quota, vento a terra e di impostazione operativa degli impianti acquisiti durante una serie di campagne di misure in continua di vento e rumore della durata di 64 giorni (dal 19/10/2010 al 13/01/2011) presso il parco eolico "La miniera" nel comune di Montecatini val di Cecina (PI).

Queste misure sono state necessarie a definire le procedure per la selezione e la separazione del rumore generato dal vento al ricettore da quello prodotto dagli

aerogeneratori. Va sottolineato che questi metodi sono stati realizzati allo scopo di fornire una procedura per la valutazione dell'impatto acustico di un impianto eolico da inserire in un contesto normativo nazionale e che quindi dovrebbe trovare applicazione nell'ambito di procedimenti ufficiali condotti da tecnici privati o di enti pubblici che dovranno dimostrare la presenza o meno di disturbo da rumore eolico in prossimità dei ricettori indagati. In tal senso, i procedimenti elaborati non possono prevedere analisi troppo complesse ed elaborate ma, pur conservando una solida base scientifica, necessitano di semplificazioni atte a rendere utilizzabili e speditive le procedure. Naturalmente, per lo stesso motivo, è necessario anche che le procedure proposte abbiano una qualità tale da garantire l'equità richiesta da un procedimento di legge, cioè i risultati ottenuti devono essere in grado di fornire risposte il più possibile rigorose, univoche e oggettive in merito alla presenza o meno del disturbo acustico.

Per fare questo è stato necessario attuare alcune scelte in merito alla strumentazione da utilizzare, alle procedure di misura (ad esempio, l'altezza del microfono e della sonda meteo, il parametro descrittore del rumore, la durata del periodo di misura e dell'intervallo minimo del dato) e alle procedure di elaborazione dei dati (limitare l'utilizzo di tecniche statistiche complesse, legare l'emissione sonora degli aerogeneratori al valore di rotazione delle pale, legare il rumore residuo alla velocità del vento a terra, utilizzare regressioni lineari per l'analisi dei dati), che verranno tutte ampiamente giustificate nel testo.

La procedura di analisi proposta permette di ricreare analiticamente, a partire dai dati misurati, il valore del livello di emissione e quello del livello di rumore della vegetazione, e di ricostruire il livello di rumore complessivo mediante il quale valutare, inoltre, il livello differenziale in funzione del vento a terra.

La procedura messa a punto nel lavoro di tesi è stata successivamente testata presso il parco eolico di "Poggi alti" nel comune di Scansano (GR) ed ha permesso di valutare l'impatto acustico degli aerogeneratori presso alcuni ricettori in presenza di orografia complessa, con una incertezza complessiva accettabile.

Capitolo 2

L'energia eolica

“Fundamental changes in the energy supply structure have started, away from high-risk, monopolistic and centralised structures. The wind power revolution will change the world in the 21st century like the breakthrough of the automobile industry has changed the world when it brought mobility to billions of people in the 20th century”.

L'affermazione di Anil Kane, presidente della World Wind Energy Association, intende sottolineare il perfetto inserimento dell'energia eolica nei programmi energetici dei paesi industrializzati, vincolati dal trattato di Kyoto e dal più recente pacchetto europeo clima-energia in particolare , usualmente indicato come “20-20-20-2020”: 20% energie rinnovabili, 20% risparmio energetico, 20% meno emissioni entro il 2020.

2.1 Energia eolica nel mondo

Alla fine dell'anno 2007, la potenza eolica installata era pari a 93930 Megawatt crescendo nell'anno successivo fino a 120903 MW, raggiungendo i 159050 MW nel 2009 e attestandosi a 196630 MW nel 2010.

Alla fine del 2010 l'energia eolica immessa nella rete elettrica mondiale è stata pari a 430 terawattora annue, produzione che rappresenta il 2,5% della domanda mondiale di elettricità, un ammontare superiore al fabbisogno di elettricità dell'intero Regno Unito, paese industrializzato con più di 60 milioni di abitanti e sesta economia del mondo [63].

Il numero di nazioni che utilizza l'energia eolica sta crescendo rapidamente e raggiunge oggi la cifra di 86. In alcuni di essi, il vento è diventato una delle maggiori fonti di energia elettrica. A fine 2010, le nazioni che si sono distinte per la quantità di energia proveniente da fonte eolica sono [63]:

- la Danimarca, con il 21% dell'energia totale prodotta;
- il Portogallo con il 18%;

- la Spagna con il 16% ;
- la Germania con il 9%;

mentre gli Stati Uniti hanno raggiunto circa il 2% del totale.

La Cina, nonostante la produzione eolica abbia rappresentato soltanto il 1,2% del totale dell'energia complessiva immessa in rete, è risultata la nazione che ha installato il maggior numero di turbine eoliche durante il 2010.

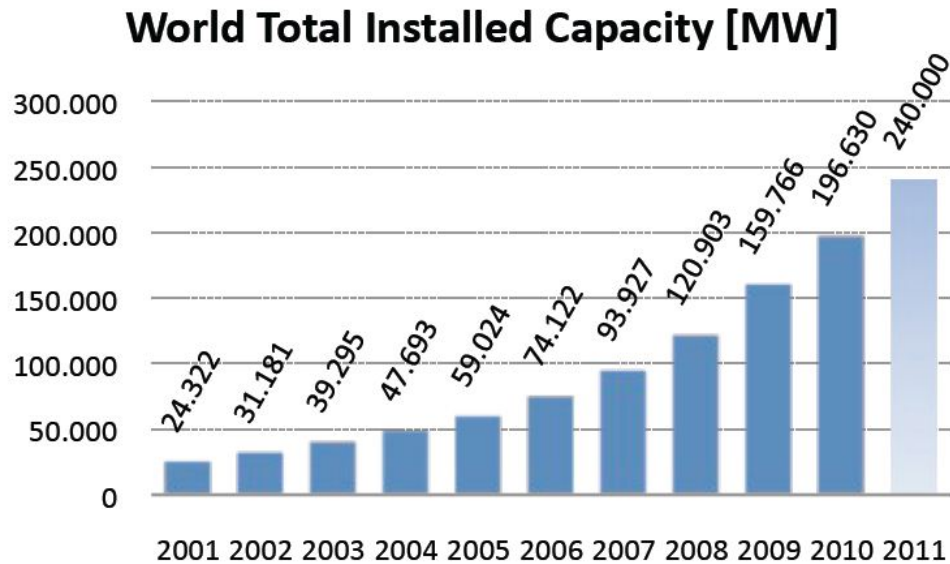


Figura 2.1: Potenza eolica totale istallata nel mondo negli ultimi anni [63].

Tra le motivazioni principali che hanno avuto o avranno un impatto decisivo sulle prospettive di sviluppo dell'energia eolica a medio e lungo termine ci sono:

1. il dibattito in corso sul cambiamento climatico e su come trovare soluzioni energetiche ad emissioni zero;
2. l'esaurimento dei combustibili fossili ed in particolare l'aumento del prezzo del petrolio, che rappresenta un onere enorme per i paesi in via di sviluppo;
3. i danni ambientali ed economici causati dall'utilizzo dei combustibili fossili, diventati particolarmente evidenti durante il disastro della marea nera nel Golfo del Messico con il successivo carico economico per gli Stati Uniti;
4. la crescente consapevolezza dei rischi legati all'utilizzo dell'energia nucleare, recentemente alimentata dai report sul disastro nucleare di Fukushima in Giappone;
5. la crescente consapevolezza delle potenzialità e dell'effettivo contributo del vento e delle altre energie rinnovabili per un approvvigionamento energetico che sia economicamente, socialmente ed ecologicamente sostenibile;

6. i significativi miglioramenti nelle tecnologie collegate alla produzione di energia eolica, quali le tecnologie di backup e di archiviazione necessarie per la corretta interfaccia con la rete;
7. le condizioni favorevoli quasi ovunque per la produzione di energia eolica.

Oltre a questo, va aggiunto che l'energia eolica risulta essere un investimento a basso rischio e che il costo della generazione dell'energia è stabile durante tutto il periodo di vita di una turbina eolica (della durata media di 20-25 anni), dato che non risente delle fluttuazioni del costo dei carburanti e che l'accesso al vento non può essere limitato da terzi.

2.2 Sviluppo dell'energia eolica in Italia

A partire dal 2000 fino al 2009 sono stati creati numerosi parchi eolici in Italia, specialmente negli ultimi anni. Alla fine del 2006 esistevano 169 centrali eoliche con una capacità di 1908 MW, mentre nel 2009 si è passati a 294 (+74%) impianti con una capacità complessiva di 4850 MW (+154%).

Soltanto nel 2009 sono stati installati 52 nuovi impianti, di cui 38 con potenza maggiore di 10 MW, 12 con potenza fra 1 e 10 MW e 2 con meno di 1 MW. La maggior parte dell'incremento della capacità fra 2008 e 2009 è stato determinato dall'installazione di un elevato numero di grandi impianti. Il dato sull'incremento della potenza media degli impianti, cresciuta da 6,6 a 16,7 MW fra il 2000 e il 2009, dimostra come si sia sviluppata fra i gestori la tendenza a costruire impianti sempre più grandi [10].

Nel 2010 il tasso di crescita è diminuito del 25%, con solamente 947 MW installati, ma nonostante ciò, la potenza complessiva di 5797 MW ha collocato l'Italia al sesto posto della classifica mondiale per capacità prodotta [63] mostrata in figura 2.3.

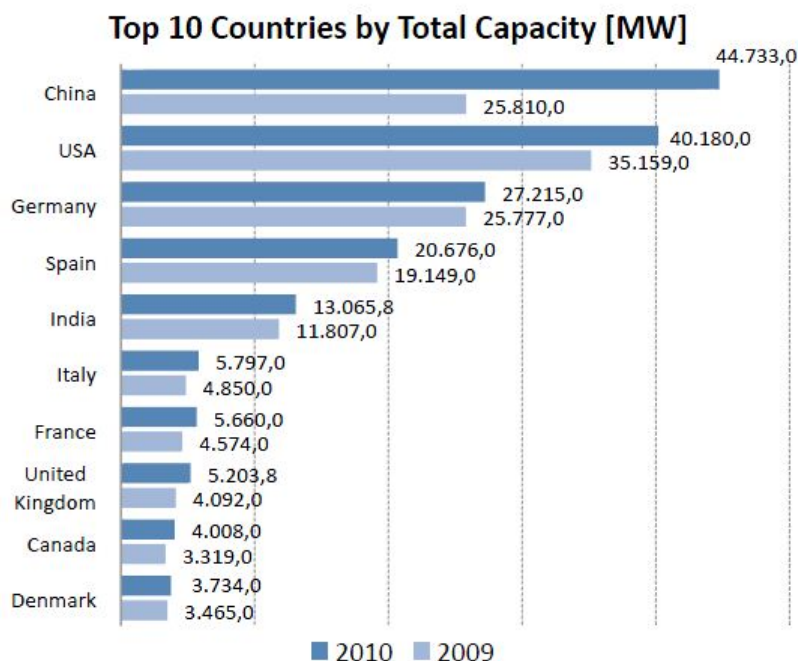


Figura 2.2: Classifica delle migliori dieci nazioni al mondo per potenza eolica installata [63].

Se si considera il rapporto fra potenza prodotta e la popolazione [63] la classifica diventa quella riportata in figura 2.3.

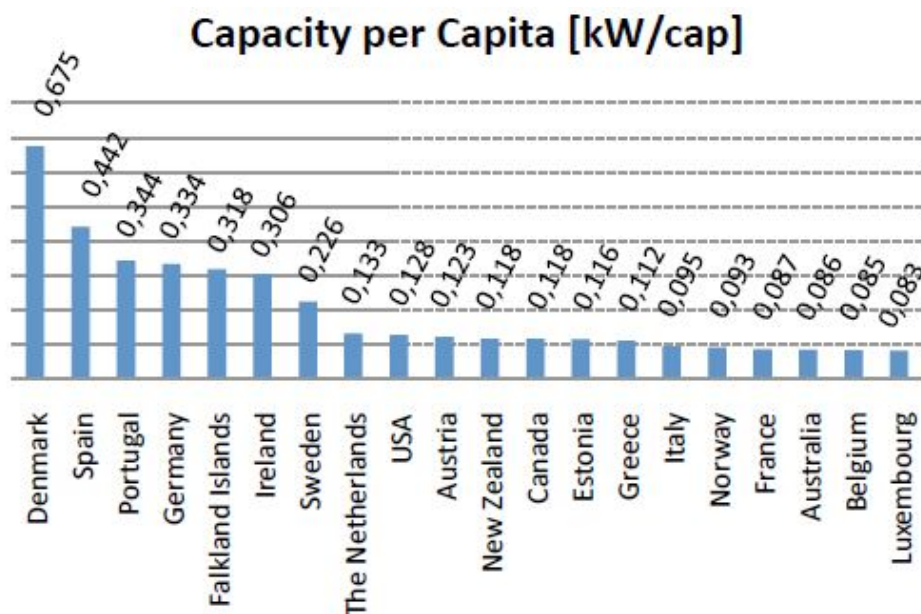


Figura 2.3: Classifica delle migliori venti nazioni al mondo per rapporto potenza eolica installata e numero di abitanti [63].

In tutto questo si deve considerare che le caratteristiche del territorio hanno un ruolo chiave per l'installazione delle turbine eoliche, visto che gli elementi decisivi

sono, infatti, la velocità del vento durante l'anno, la topografia e l'accessibilità del sito.

La mappa di ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) [11], mostrata in figura 2.4, riporta l'ubicazione degli impianti con potenza complessiva maggiore di 1 MW sul suolo nazionale.



Figura 2.4: Localizzazione sul suolo nazionale degli impianti eolici con potenza pari ad almeno 1 MW

Si nota come la distribuzione degli impianti eolici è concentrata maggiormente al sud, con le regioni Puglia, Sicilia e Campania che raccolgono circa il 60% delle intere installazioni nazionali. Valutando la potenza installata, il sud e le isole producono addirittura il 98% del prodotto eolico nazionale.

Il rapporto fra potenza installata e superficie, mostra come al nord la regione con il più alto valore sia la Liguria, al centro la Toscana ed al sud Campania e Puglia, entrambe con 59 W/Km^2 (la media nazionale è di $19,2 \text{ W/Km}^2$).

A livello nazionale vi è dunque un evidente differenza fra sud e nord, dove c'è mancanza di capacità installata oppure, dove presente, è limitata a causa della piccola dimensione degli impianti. Questo squilibrio è imputabile ad una differenza di

densità abitativa (maggiore al nord), ma principalmente dalla diversa distribuzione delle velocità del vento.

La caratterizzazione del vento di un sito è un fattore fondamentale per determinare la realizzabilità di un impianto eolico, dato che la produzione elettrica è proporzionale al cubo della velocità del vento e quindi piccole differenze di velocità producono significative differenze nell'energia prodotta.

Una turbina eolica richiede una velocità minima di attivazione (cut-in) di circa $3\text{--}5\text{ m/s}$, mentre raggiunge il massimo dell'efficienza a $12\text{--}14\text{ m/s}$; questa è la principale ragione per cui in certe aree dell'Italia non è possibile costruire impianti eolici.

La figura 2.5 mostra la distribuzione della velocità del vento medio annuale calcolato all'altezza di 75 metri rispetto alla superficie del terreno, approssimativamente l'altezza al rotore di una turbina eolica da $1,5\text{--}2\text{ MW}$.

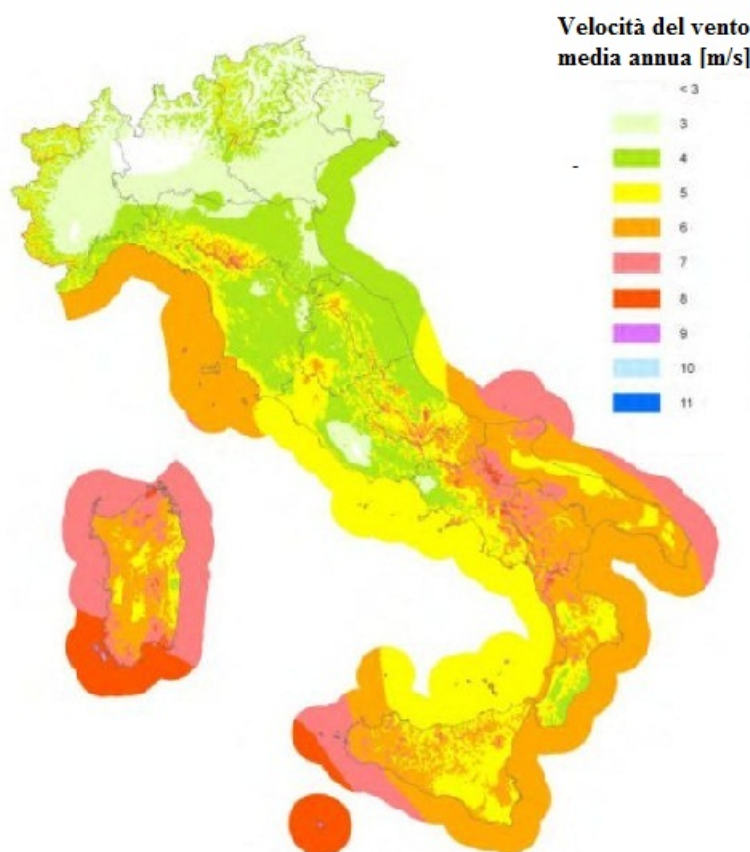


Figura 2.5: Distribuzione delle velocità media annua del vento sul suolo nazionale a 75 m di altezza.

Da essa si vede come il massimo della distribuzione delle velocità si ha sulle coste delle isole oppure sui rilievi montuosi, quale soprattutto gli Appennini. Dal confronto della distribuzione degli impianti con la distribuzione del vento, si nota come la maggior densità di aereogeneratori coincida con le zone di maggiore intensità del vento.

Tutto questo mette in mostra come in Italia gli impianti eolici, solitamente, si trovino o su vaste aree costiere al sud o su terreni complessi collinari; entrambe le tipologie di terreno presentano solitamente forti venti direzionali spesso stagionali, che però non eccedono i 5-6 m/s di variazione dalla media[10].

2.2.1 Toscana

Gli impianti eolici installati in Toscana, riportati in tabella 2.1, attualmente risultano essere cinque, per un totale di 28 turbine e una potenza totale di 45 MW [12].

<i>Località</i>	<i>Potenza istallata [MW]</i>	<i>N. turbine</i>	<i>Gestore</i>
Scansano (GR)	20	10	E.ON
Montemignaio (AR)	1,8	3	Edison Energie Speciali
Pontedera (PI)	8	4	Electrawind
Montecatini Val di Cecina (PI)	6	4	Co.Svi.G. srl
Chianni (PI)	5,9	7	Agsm Verona

Tabella 2.1: Impianti eolici istallati in Toscana.

Oltre a quelli già attivi ce ne sono altri sono in progetto, ma attualmente l'autorizzazione è stata rilasciata dalla Regione solamente per un impianto di 17 aereogeneratori per 14,5 MW di potenza a Firenzuola-Carpinaccio.

Attualmente, la Toscana, con i suoi 45 MW , risulta la regione del centro e del nord con la maggiore potenza eolica istallata ed è preceduta a livello nazionale soltanto dalle regioni del sud, i valori delle quali sono riportati in tabella 2.2 [13].

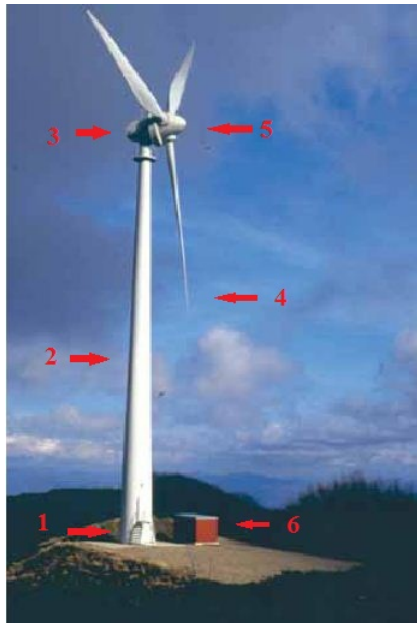
<i>Regione</i>	<i>Potenza istallata [MW]</i>
Puglia	1158
Sicilia	1116
Campania	809
Sardegna	586
Calabria	398
Molise	241
Basilicata	227
Abruzzo	205

Tabella 2.2: Potenza eolica istallata nelle regioni del sud Italia.

2.3 Struttura di una moderna turbina eolica

L'energia elettrica prodotta da fonte eolica si genera mediante aerogeneratori che convertono l'energia del vento in energia meccanica, in modo analogo a qualunque altra turbina. Questi possono essere di tipo ad asse di rotazione orizzontale o verticale, quest'ultimo meno diffuso dell'altro a causa della difficoltà nel crearne grandi

modelli [5]. Una tipica turbina eolica è costituita dalle componenti mostrate in figura 2.6.



1. Fondamenta
2. Torre
3. Navicella
4. Rotore e pale
5. Hub
6. Trasformatore
(che non fa effettivamente parte di una turbina eolica)

Figura 2.6: Le componenti di un aereogeneratore ad asse orizzontale [37].

Torre e fondamenta

Per garantire la stabilità di una turbina eolica viene utilizzata una pila piatta o una fondamenta, a seconda della consistenza del terreno sottostante, in modo da ancorare la turbina al suolo. La struttura della torre non si limita a portare il peso della navicella e delle pale del rotore, ma deve anche assorbire gli enormi carichi statici causati dalla forza variabile del vento. In generale viene utilizzata una costruzione tubolare di cemento o acciaio, mentre soltanto nei modelli meno recenti veniva usata una forma a traliccio.

Generalmente l'altezza della torre è legata alla lunghezza delle pale [5] tramite i valori riportati in tabella 2.3.

Altezza della torre all'hub [m]	Diametro del rotore [m]
40-65	40-65
65-114	70
120-130	112-126

Tabella 2.3: Relazione fra altezza della torre e diametro delle pale per un aerogeneratore.

Rotore e pale

Il rotore è la componente che, assieme alle pale, converte l'energia del vento in movimento rotatorio meccanico. Attualmente domina il mercato la versione *tripala ad asse orizzontale*, ma si possono trovare anche le versioni *bipala*, *multipala* (almeno 18 pale), *Mulino Cretese* o ad *asse verticale* [4].

Le pale sono realizzate principalmente in fibra di vetro o in plastica rinforzata con fibra di carbonio (GRP, CFRP) e il loro profilo è simile a quello dell'ala di un aereo, dato che usano lo stesso principio di sollevamento: sul lato inferiore della pala l'aria che passa genera una maggiore pressione, mentre sulla parte superiore si ha una depressione. Le forze che si creano come conseguenza della differenza di pressione permettono al rotore di ruotare [5].

La macchina eolica è capace di produrre un certo quantitativo di energia in base alla quantità di vento che la stessa riesce ad intercettare; la potenza accumulabile dal generatore eolico è direttamente proporzionale alla potenza che ha la massa d'aria in ingresso alla turbina, data da [6]:

$$P_{air} = \frac{1}{2} \cdot \rho A v^3$$

dove ρ e v sono rispettivamente la densità e velocità dell'aria, A e l'area considerata.

La potenza elettrica convertita da un aereogeneratore è quindi data dal prodotto della potenza della massa di aria per il rendimento del generatore elettrico (η_g) e delle componenti meccaniche (η_m), per il coefficiente di prestazione definito come il rapporto fra potenza erogata e massima ottenibile (C_p):

$$P_g = \eta_g \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot P_{air}$$

Gli studi di Betz [7] hanno dimostrato, che una turbina ideale ad asse orizzontale (una ad asse verticale molto meno), al massimo può convertire il 59% dell'energia cinetica posseduta dal vento, tale valore diminuisce considerando le perdite dissipative dovute alla viscosità del fluido.

Per poter avere una maggiore percentuale di energia prodotta è dunque necessario avere un area, quindi un diametro del rotore, il più grande possibile, oltre ad una corretta inclinazione (pitch) delle pale e molti altri parametri che influenzano l'efficienza, raffigurati in figura 2.7.

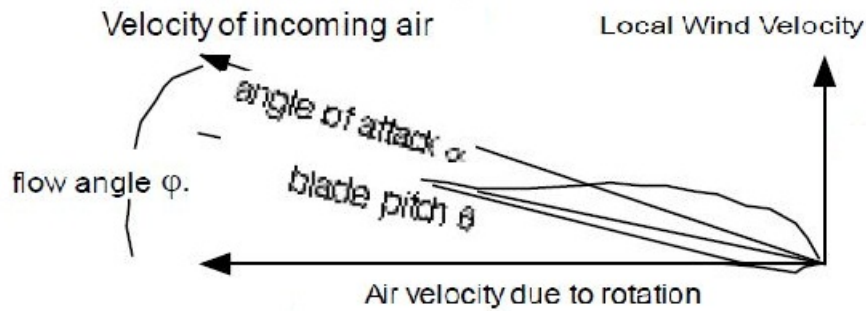


Figura 2.7: Rappresentazione dell'angolo di attacco e del pitch blade per una pala[53].

Si ricava una relazione fra diametro della superficie spazzata, ovvero il diametro delle pale, e la potenza della turbina schematizzata in figura 2.8.

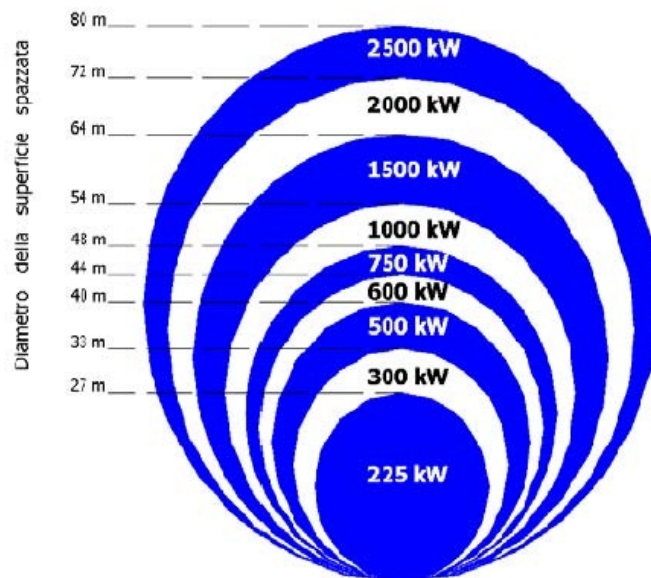


Figura 2.8: Relazione fra potenza e diametro della superficie spazzata [2].

Gli aereogeneratori si possono classificare anche in funzione della grandezza delle macchine [4]:

- macchine di piccola taglia (*minieolico*), costituite da turbine con potenza fino a circa 200 *kW* o diametro del rotore fino a circa 20 metri;
- macchine di media taglia, costituite da turbine con potenza fino a circa 800 *kW* e diametro rotorico fino a circa 50 metri;
- macchine di grande taglia, con potenza superiore a circa 800 – 1000 *kW* e diametro rotorico superiore a 50 - 55 metri.

Navicella

La navicella è una cabina in cui sono ubicati tutti gli elementi meccanici ed elettronici utili alla produzione energetica ed è posizionata su di un supporto-cuscinetto, orientabile in base alla direzione del vento [5]. Le componenti principali sono raffigurate in figura 2.9.

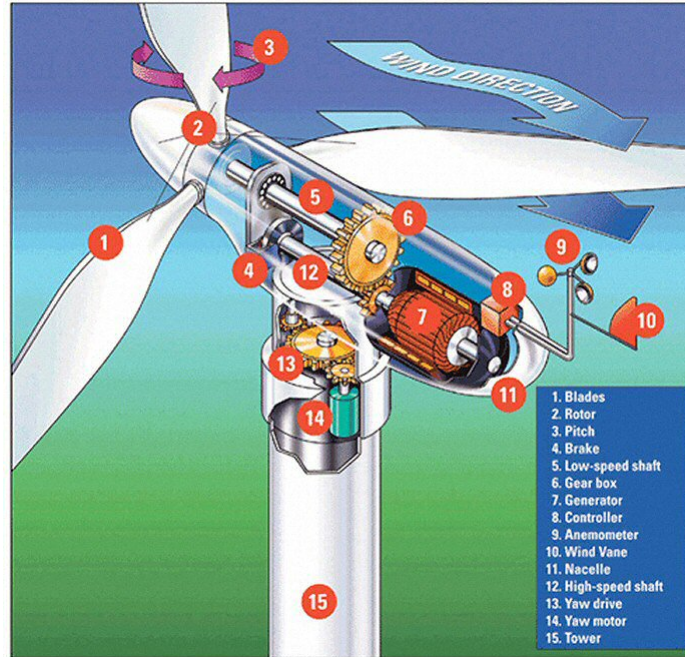


Figura 2.9: Sezione di aerogeneratore ad asse orizzontale a tipologia “moltiplicatore di giri” [5].

Nei modelli di aerogeneratore chiamati a “*moltiplicatore di giri*”, il mozzo (hub), a cui si agganciano le pale (1-Blades), è collegato ad un primo albero, detto *albero lento* (5 - Low speed shaft), che ruota alla stessa velocità angolare del rotore e, dopo il collegamento ad un moltiplicatore di giri (6-Gearbox), si diparte un *albero veloce* (12 - High speed shaft) che ruota invece con velocità angolare data dal prodotto di quella del primo albero per il moltiplicatore di giri. Sull'albero veloce è poi posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico. Alcune ditte costruttrici negli ultimi anni hanno installato aerogeneratori chiamati a “*presa diretta*” che non richiedono la presenza del moltiplicatore di giri riducendo quindi l'attrito fra le componenti meccaniche, con conseguente aumento del rendimento del macchinario, diminuzione dell'usura e dei costi di manutenzione. Le componenti meccaniche più importanti fra quelle raffigurate nella figura 2.9 sono:

Moltiplicatore di giri (6-Gearbox)

Il cambio è necessario per convertire il movimento di rotazione delle pale (solitamente fra gli 1 e i 50 *rpm*) nel numero di giri richiesti per alcuni tipi di generatore.

Assume così il compito di far coincidere la lenta velocità di rotazione del rotore con il rapido movimento del generatore e, generalmente, ha diverse misure per coprire le condizioni diverse di vento. Nel caso di turbine a presa diretta, utilizzando un generatore multi-polo appositamente sviluppato, il cambio non è più necessario.

Generatore (7-Generator)

Per le turbine eoliche ad alta potenza, vengono utilizzati frequentemente generatori asincroni, dal rendimento inferiore a quelli sincroni ma per i quali la velocità di rotazione di funzionamento può essere variata. Altri progetti usano generatori sincroni, ma per essi, il collegamento alla rete è possibile solo tramite trasformatori. La scelta di utilizzare uno o l'altro tipo di generatore deve quindi cercare un giusto compromesso fra la richiesta di sistemi di controllo complessi, la compatibilità con la rete e l'efficienza complessiva di produzione energetica.

Freno (4-Break)

Data la presenza di un enorme momento delle forze, l'accoppiamento fra l'albero principale e la trasmissione è rigida. Il tipo di freno dipende dal meccanismo di controllo per le lame.

Apparecchiature elettroniche

L'apparecchiatura elettronica di una turbina eolica riguarda il generatore, il sistema per la rete di alimentazione dell'energia elettrica e sensori vari. Fra questi ci sono sensori per misurare la temperatura, direzione del vento (10-Wind vane), velocità del vento (9-Anemometer).

La navicella contiene i dispositivi elettronici utili per il controllo della potenza (8-Controller) e dell'imbardata (13-Yaw drive). Il primo ha il duplice scopo di regolare la potenza in funzione della velocità del vento istantanea, così da far funzionare la turbina il più possibile vicino alla sua potenza nominale, e di interrompere il funzionamento della macchina in caso di vento eccessivo. Il secondo invece consiste in un controllo continuo del parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento.

Altri componenti

Le componenti meccaniche necessarie per sopperire alla variazione della direzione del vento durante il periodo di attività sono costituite da gruppi di motoriduttori (14-Yaw motor) che ruotano in base ai dati provenienti dall'anemometro posto sulla sommità della navicella e sono controllate dalle apparecchiature elettroniche

mostrate nel paragrafo precedente. In questo modo, l'orientamento ottimale delle pale è sempre garantito.

Infine, la turbina eolica contiene delle componenti utili per il raffreddamento, per il riscaldamento e per la protezione dai fulmini, così come apparecchi per il sollevamento (argani per la manutenzione) e delle attrezzature antincendio.

2.4 Panoramica sugli impatti ambientali

Il rapporto che l'eolico ha con l'ambiente è molto profondo, dato che [6]:

- è una fonte rinnovabile, inesauribile e gratuita;
- non emette sostanze inquinanti di alcun genere (gassosi, liquidi o solidi);
- consente un contenimento dell'uso dei combustibili fossili e delle emissioni ad essi associate;
- ha minore impatto sulla vita umana rispetto alle altre fonti di energia;
- ha una occupazione del territorio limitata, permettendo al tempo stesso la valorizzazione di aree marginali ed abbandonate.

Ciò nonostante, le odierne turbine eoliche sono macchine grandi, con dimensioni medie di 70-90 metri di altezza della torre e di 60-80 metri di larghezza del rotore; va inoltre aggiunto che, per produrre quantità significative di energia, è necessario installare un cospicuo numero di generatori, che può arrivare a contare anche 50 unità.

Per quanto sia una parte minoritaria, vi è dunque una fazione di ambientalisti che si oppone all'eolico, perché la realizzazione di un impianto eolico provoca in generale una serie di diversi impatti sull'ambiente circostante. Nel seguito si dà un cenno delle principali forme d'impatto provocate [6].

Occupazione del territorio

Il rapporto fra la potenza installata e la superficie del territorio complessivamente richiesto dagli impianti eolici è dell'ordine di $10 \text{ W}/m^2$; tuttavia gli aerogeneratori e le opere a supporto (cabine elettriche, strade, etc.) occupano solamente il 2-3% del territorio necessario per la costruzione di un impianto, data la notevole spaziatura fra le macchine.

È importante notare che nei parchi eolici, a differenza delle centrali elettriche convenzionali, la parte del territorio non occupata può essere impiegata per l'agricoltura e la pastorizia.

Interferenze per l'aeronautica e le telecomunicazioni

L'attività aeronautica rappresenta una delle maggiori limitazioni per la costruzione di impianti eolici. Queste restrizioni possono comportare la limitazione dell'altezza degli impianti o il divieto della costruzione di un parco eolico in una determinata zona. Prima di installare un impianto eolico è pertanto necessario informarsi se l'area è soggetta a servitù presso l'aviazione civile (ENAV) e quella militare. Inoltre le norme aeronautiche richiedono per le macchine di un impianto eolico la garanzia di un'adeguata visibilità. Da ciò deriva ad esempio l'uso di strisce rosse per le estremità dei piloni, che può essere sostituito da emissioni luminose al vertice dei piloni.

Effetti elettromagnetici

Per evitare possibili interferenze sulle telecomunicazioni e la formazione di campi elettromagnetici basta stabilire e mantenere la distanza minima fra l'aerogeneratore e, ad esempio, stazioni terminali di ponti radio, apparati di assistenza alla navigazione aerea e televisori.

Solitamente i disturbi elettromagnetici dovuti alla presenza di grandi rotor sono limitati alla zona appena circostante il parco e prevalentemente interferiscono con le onde radio. Questo problema è ridotto mediante una schermatura della navicella e mediante la scelta di una tensione della corrente di uscita relativamente bassa (meno di 1000 V).

Impatto paesaggistico

L'impatto visivo è considerato fra i più rilevanti fra quelli prodotti da un impianto eolico, dato che gli aerogeneratori, per la loro configurazione, sono visibili in ogni contesto dove vengono inseriti. Una scelta accurata della forma e del colore dei componenti, per evitare che le parti metalliche riflettano i raggi solari, consente di armonizzare la presenza degli impianti eolici nel paesaggio. L'impatto visivo è regolamentato da linee guida per la valutazione paesaggistica, dove viene suggerita la localizzazione degli impianti eolici in aree già fortemente urbanizzate, caratterizzate dalla presenza di linee elettriche, autostrade, insediamenti industriali, etc. Dal punto di vista percettivo in un paesaggio frammentato, dove la visione ampia e profonda è ostacolata dalla presenza di elementi diversi e di diversa altezza, l'impatto visivo di una macchina eolica è certamente inferiore a quello di una macchina in un luogo dove la vista può correre liberamente in profondità (come in un paesaggio agricolo di pianura o collinare). In generale, l'integrazione di un impianto eolico appare più semplice in un contesto urbanizzato e già caratterizzato da altri elementi verticali.

Effetti su flora e fauna

La presenza di impianti eolici non arreca disturbo ad animali domestici o da allevamento; i soli effetti riscontrati sulla fauna riguardano il possibile impatto degli uccelli con il rotore delle macchine. Alcuni studi [9] hanno dimostrato che il numero di uccelli morti è comunque inferiore a quello dovuto al traffico automobilistico, ai pali della luce o del telefono, ridimensionando la criticità di questo aspetto.

Anche le interferenze con la flora sono di solito molto modeste e limitate solamente alla fase di realizzazione dell'impianto.

Effetti delle ombre

L'effetto stroboscopico delle ombre creato dal ruotare delle pale costituisce un fastidio per il vicinato. I principali parametri che intervengono in questo fenomeno sono la frequenza dei giorni di sole, la posizione del sole in funzione del giorno e dell'ora, l'orientamento e la posizione della facciata dell'edificio, etc. In generale, sono soprattutto le zone situate ad est o ad ovest degli impianti eolici, che sono più suscettibili a subire questi fenomeni all'alba ed al tramonto. In Italia, questo fenomeno è meno importante rispetto alle latitudini più settentrionali (come ad es. Danimarca e Germania) perché l'altezza media del sole è più elevata e, inversamente, la zona d'influenza è più ridotta [8].

Impatto acustico

Il vento deve soffiare per far funzionare una macchina eolica e il rumore che questo produce maschera in gran parte il rumore della macchina. Il rumore che un aerogeneratore emette viene causato dall'attrito delle pale con l'aria e, in misura molto inferiore, dal generatore. Il rumore può essere smorzato migliorando l'inclinazione delle pale, la loro conformazione, la velocità di rotazione, la struttura e l'isolamento acustico della navicella. Ad esempio, un impianto eolico di 1,3 MW è equivalente ad una sorgente puntiforme con potenza sonora di circa 104 dB(A) [8]. Nel prossimo capitolo verranno descritte in dettaglio le caratteristiche e le cause di generazione del rumore prodotto da un impianto eolico.

Capitolo 3

Il rumore da impianti eolici

La Commissione Europea ha stimato che circa il 20% della popolazione dell'Unione Europea (circa 80 milioni di persone) viva nelle cosiddette "zone nere", aree in cui i residenti sono sottoposti a livelli di rumore provocati da sorgenti stradali, ferroviarie, aeroportuali o industriali, ritenuti inaccettabili. Le conseguenze a breve termine per la maggior parte di queste persone sono una serie di effetti, detti extra uditivi, fra i quali il disturbo del sonno e del riposo, l'interferenza con la comunicazione verbale, effetti psicologici, effetti sulle prestazioni e sull'apprendimento, oltre al disturbo o fastidio genericamente inteso (*annoyance*). Gli effetti a lungo termine sulla salute sono ipertensione, cardiopatia ischemica e depressione. Inoltre, si stima che altri 170 milioni di cittadini vivano nelle cosiddette "zone grigie" in cui i livelli di rumore sono da considerare di attenzione e sono tali da causare grave fastidio durante il giorno [66, 67].

Negli ultimi anni si è assistito ad un incremento delle lamentele da parte dei cittadini nei confronti del rumore prodotto dagli impianti eolici, segno che il rumore eolico può essere un problema pari al rumore prodotto dalle altre sorgenti sonore antropologiche [14], con analoghe conseguenze sulla salute delle persone mostrate da numerosi studi (ad esempio [65]). La mancanza di una corretta gestione del rumore da parte dei costruttori degli impianti e degli organi di controllo, con la conseguente incapacità di affrontare e risolvere le lamentele quando si presentano [14], ha provocato la nascita di una fazione di opposizione all'energia eolica. Il motivo di questa mancanza di legislatura sta anche nella complessità dell'argomento trattato, in cui molti parametri fisici entrano in gioco a partire dalla generazione del rumore fino alla sua propagazione al ricettore.

3.1 Meccanismi di generazione del rumore eolico

Il rumore prodotto da un aereogeneratore può essere diviso in due grandi gruppi: rumore meccanico e rumore aereodinamico. La potenza sonora complessiva ponderata A (L_{WA}) è data, quindi, dalla somma di molti termini che sono raffigurati nell'immagine 3.1 per un aereogeneratore tipo da 2 MW di potenza e sono analizzati in dettaglio successivamente.

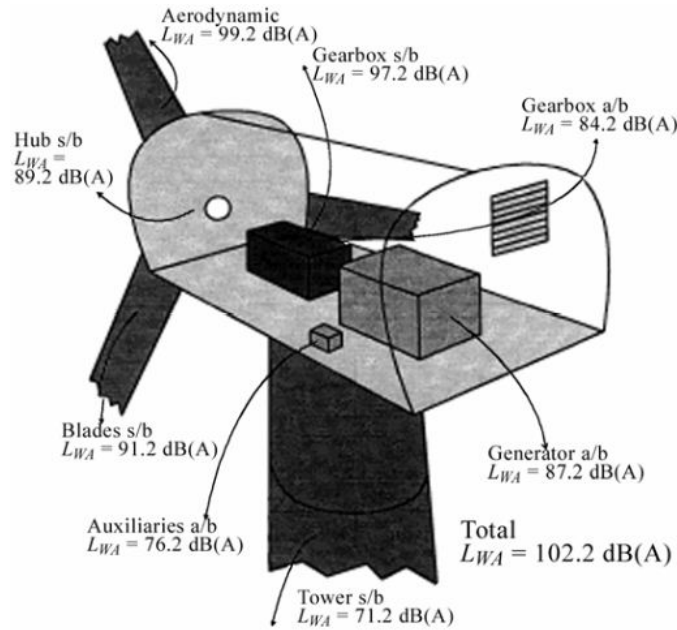


Figura 3.1: Potenza sonora delle varie sorgenti di un aereogeneratore tipo da 2 MW di potenza [27].

3.1.1 Rumore meccanico

Il rumore meccanico nasce dall'attrito fra le varie componenti del macchinario (cambio, generatore, ventole di raffreddamento) o dai movimenti che la turbina effettua per seguire il cambio di direzione del vento, e risulta essenzialmente costituito da numerosi toni emessi a frequenze direttamente proporzionali alla velocità di rotazione di questi componenti. Al giorno d'oggi il rumore meccanico non è considerato la componente dominante del rumore prodotto da un aereogeneratore, dato che risulta percettibile soltanto a distanze ravvicinate [15, 16].

3.1.2 Rumore aereodinamico

Il principale meccanismo di rumore indotto da un flusso di aria è l'interazione di una turbolenza con il bordo delle pale in direzione del flusso (*leading edge noise* o *inflow turbulence sound*) ed è stato dimostrato [17] come esso emetta prevalentemente a

basse frequenze (intorno ai 200 Hz), divenendo quindi di minore importanza quando viene applicata la ponderazione A in frequenza.

Quando invece una sezione della lama entra in contatto con un flusso di aria stazionario e laminare con velocità u , si ha un rumore generato dal profilo alare stesso (*airfoil self-noise*, [18]) che è combinazione di molti meccanismi che possono essere più o meno dominanti a seconda del suo stato aerodinamico (laminare o turbolento).

Il responsabile dell'emissione sonora non è tanto un flusso d'aria in generale, quanto la turbolenza, cioè un cambiamento nello spazio della velocità e direzione del vento, che si viene a creare dall'incontro fra il flusso incidente e il mezzo. Il rapido cambiamento di velocità alla superficie provocato dall'attrito, causa l'emissione sonora con frequenza legata al rate di cambiamento della velocità [28]. Le possibili interazioni del flusso d'aria entrante con l'ala mostrate nell'immagine 3.2, sono la causa dei tipi di rumore possibili descritti successivamente.

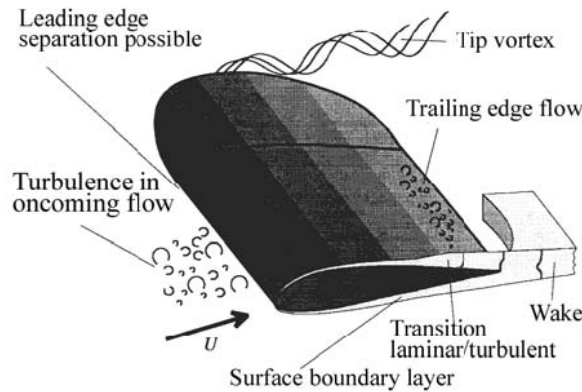


Figura 3.2: Interazioni del flusso d'aria con un ala [27].

3.1.2.1 *Turbulent boundary layer trailing edge noise (TBL-TE)*

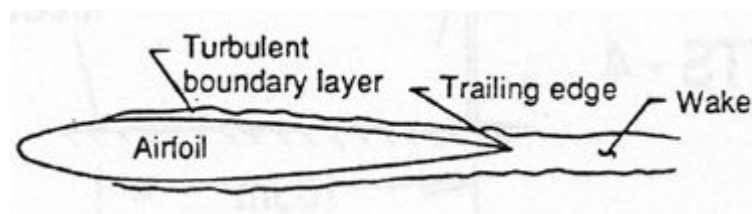


Figura 3.3: Rappresentazione di TBL-TE [30].

Lo strato di aria turbolenta che circonda il profilo della lama interagisce con il sottile bordo di uscita, come raffigurato in figura 3.3, generando un'onda acustica che può

essere descritta dall'equazione di Lighthill [32]:

$$\left(\frac{\delta^2}{\delta t^2} - c_0^2 \nabla^2 \right) (\rho - \rho_0) = \frac{\delta^2 T_{i,j}}{\delta x_i \delta x_j}$$

dove c_0 è la velocità del suono, ρ e ρ_0 sono la densità dell'aria (o di qualsiasi altro fluido) e la densità dell'aria a riposo, $T_{i,j}$ è il tensore di Lighthill, che in questa forma dell'equazione può essere considerato come il tensore di stress turbolento di Reynolds:

$$T_{i,j} = \rho \cdot u_i \cdot u_j$$

con u la velocità del fluido. L'equazione di Lighthill risolve il problema di calcolare il rumore aereodinamico calcolando la soluzione dell'equazione d'onda stazionaria corrispondente. La radiazione prodotta, rappresentata in figura 3.4, è di sorgente di quadrupolo ed ha intensità per unità di volume pari al tensore di Lighthill. L'approssimazione per cui vale il moto turbolento di Reynolds è solitamente limitato ad una piccola parte del fluido, tipicamente vicino ad un oggetto che si muove come, appunto, una pala in aria [31].

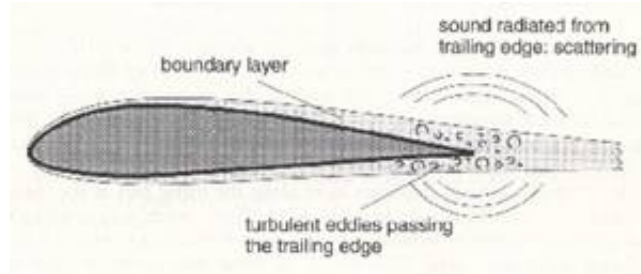


Figura 3.4: Rappresentazione dell'emissione sonora di TBL-TE [29].

Il trailing edge noise risulta essere un rumore a banda larga e, soprattutto, la principale sorgente di alte frequenze; molti studi teorici o sperimentali [19, 20, 21, 22, 23, 24] hanno dimostrato che il TBL-TE è il meccanismo di generazione di rumore (udibile) predominante per una turbina eolica di grandi dimensioni, cioè per quelle maggiormente utilizzate. Da ciò deriva che l'inclinazione e il materiale delle lame sono parametri che entrano direttamente in gioco nella generazione del rumore e, quindi, una progettazione accurata delle lame è determinante per contenere le emissioni sonore di TBL-TE.

3.1.2.2 *Laminar boundary layer vortex shedding noise (LBL-VS)*

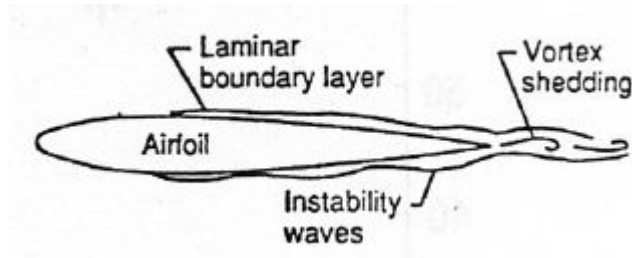


Figura 3.5: Rappresentazione di LBL-VS [30].

Il rumore causato dall'instabilità nel flusso laminare separato dal bordo inferiore della lama (figura 3.5) risulta essere tonale, tipicamente con picco alla frequenza di 3 kHz .

Può essere ridotto al minimo se in fase di progettazione viene scelto un design della lama efficiente, che negli ultimi periodi è risultato essere un bordo seghettato [30].

3.1.2.3 *Flow separation noise (SEP)*

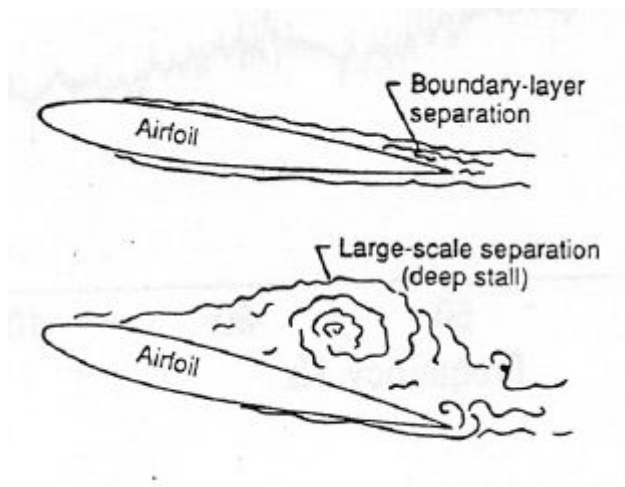


Figura 3.6: Rappresentazione di SEP [30].

Il rumore generato sarà piccolo se il flusso d'aria è laminare attorno alla lama, ma il flusso nello strato di confine tra il corpo e il flusso principale diventa turbolento alle alte velocità o per grandi lunghezze della lama, come mostrato in figura 3.6. La turbolenza alla fine della lama, come è stato detto, produce il TBL-TE, che è il suono (udibile) dominante prodotto da turbine moderne. Quando l'angolo d'attacco aumenta rispetto al valore ottimale, lo spessore dello strato limite sul lato della pala in cui vi è bassa pressione (lato di aspirazione) aumenta, diminuendo così

le prestazioni di potenza eolica ed aumentando il livello di potenza sonora. Vi è un angolo limite per cui, se superato, viene raggiunta una posizione di stallo, con conseguente drastico aumento della resistenza sulle pale e dell'emissione sonora [28].

Dunque, il SEP aumenta all'aumentare dell'angolo di attacco e diminuisce con la regolazione di pitch delle pale.

3.1.2.4 *Trailing edge bluntness vortex shedding noise (TEB-VS)*

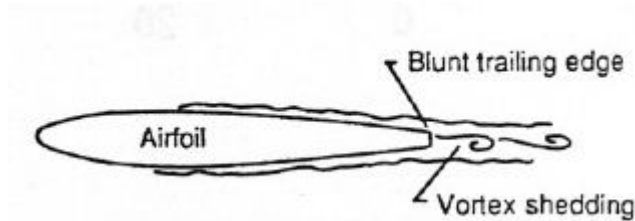


Figura 3.7: Rappresentazione di TEB-VS [30].

Il TEB-VS è il rumore prodotto dall'instabilità nella scia causata dallo spessore del bordo di uscita (figura 3.7) e risulta essere tonale, tipicamente con picco a 2 kHz . Può essere ridotto al minimo utilizzando un profilo della lama più sottile [30].

3.1.2.5 *Tip vortex noise (TIP)*

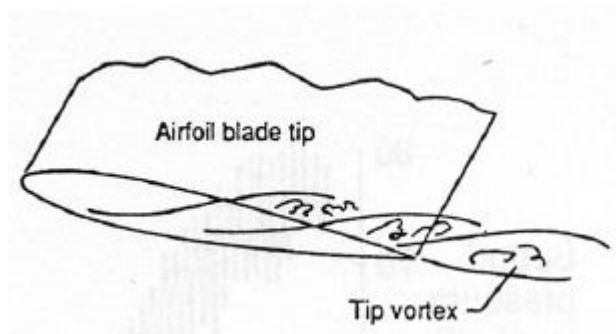


Figura 3.8: Rappresentazione di TIP [30].

Durante la rotazione si ha la formazione di vortici intorno alla punta delle pale, come raffigurato in figura 3.8; il rumore da essi generati è a banda larga, con picchi a 2 e 3 kHz . Recentemente è stata formulata una teoria [25] secondo la quale il TIP è causato principalmente dalle interazioni fra le strutture vorticosi create e il lato stesso della superficie del bordo e dall'interazione fra il vortice e il bordo laterale, così come la superficie di aspirazione.

Una riduzione può essere ottenuta tramite un corretto design della punta della pala.

Come conseguenza della combinazione dei molteplici tipi di rumore generati a differenti frequenze [26] appena visti, lo spettro di emissione sonora complessivo di un aerogeneratore (figura 3.9) presenta un carattere a banda larga, anche se in alcuni casi vi è presenza di toni puri. Nello spettro piatto riportato non sono presenti né LBL-VS né TEB-VB, dato che, per quanto riguarda il primo, uno strato limite non può rimanere pienamente laminare sulle lame, mentre per il secondo recenti studi hanno dimostrato la sua irrilevanza [19] per le moderne grandi pale.

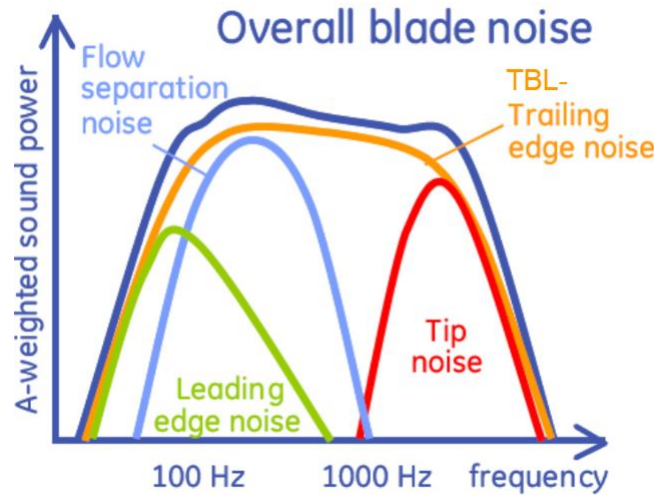


Figura 3.9: Spettro di emissione sonora di un aerogeneratore tipo [26].

3.1.3 Thickness sound

Un terzo meccanismo di produzione del rumore è provocato dal movimento stesso di una lama in aria: l'aria sul bordo anteriore è spinta lateralmente, tornando di nuovo sul bordo posteriore. Se il movimento di rotazione è periodico, l'aria è periodicamente forzata, provocando quello che viene chiamato *thickness sound*. Questo tipo di rumore, per quanto sia di natura aerodinamica, non è stato inserito insieme agli altri già descritti perché non è generato da un flusso di aria incidente sul materiale, ma dal movimento dell'aria prodotto dalla rotazione del mezzo stesso. Tuttavia, il movimento è relativamente laminare e l'accelerazione prodotta è piccola, non provocando quindi una rilevante emissione sonora.

Quando invece una lama passa vicino alla torre, si imbatte in un forte cambiamento nella pressione: il vento, forzato a muoversi lateralmente lungo il bordo, è rallentato e si ha una variazione nell'angolo di attacco della lama, con conseguente cambio repentino delle forze di attrito e sollevamento agenti sulle lame. Questo cambiamento di carico meccanico aumenta il *thickness sound* alla frequenza di ripetizione

della lama che passa frequenza f_B che, per le turbine moderne, vale:

$$f_B = \frac{N \cdot \Omega}{2\pi}$$

dove N è il numero di pale e Ω è la velocità di rotazione [*rpm*]. Il valore tipico è di circa 1 *Hz*, ma il movimento non è puramente sinusoidale, data la presenza di armoniche con frequenze $k \cdot f_B$, dove k è un numero intero. Armoniche possono verificarsi fino a 30 *Hz*, così il *thickness sound* hanno spettro di 0-30 *Hz*, che coincide con la regione infrasuoni [28].

Questo è valido per un rotore sottovento (cioè il vento passa prima la torre e poi il rotore), per cui si ha una scia che provoca un significativo cambiamento nel caricamento della lama; per i moderni rotori, invece, un dispositivo ruota la torre in modo da avere sempre la condizione di sopravvento, con conseguente minore variazione di carico della lama rispetto alle turbine sottovento.

Tutte queste informazioni, utili soprattutto ai produttori di pale alla ricerca di tecniche di costruzione per minimizzare la generazione di rumore, hanno permesso la realizzazione di software per la simulazione del rumore prodotto da un aerogeneratore (ad esempio [34]). Tramite software e tramite verifiche sperimentali, è stato possibile rappresentare le zone di maggiori emissione sonora complessiva di un aerogeneratore, con spettro piatto e chiamato “*Blade swish*” [28]:

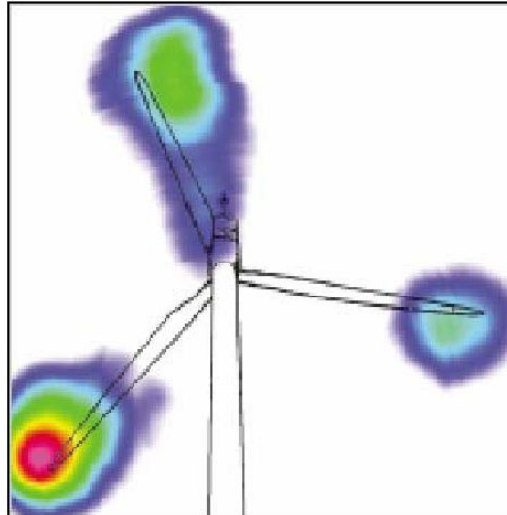


Figura 3.10: Rappresentazione delle maggiori aree di emissione sonora[33].

Nella figura 3.10 i colori mostrano l’andamento del rumore in relazione al punto di contatto fra il vento e la pala; si nota anche come il blade swish sia quasi esclusiva-

mente composto da TEB-VS, e TBL-TE e TIP. Come si è visto, questi meccanismi di generazione del rumore sono dipendenti principalmente dall'angolo di attacco del vento sulla lama, oltre che da altri parametri. Per questo motivo, in tabella 3.1 si riporta uno dei tanti studi effettuati [28] che mettono in relazione rumore (espresso in Sound Pressure Level SPL) e angolo di attacco (α):

α	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°
ΔSPL	0,4	1,4	2,9	4,6	6,4	8,0	9,4	10,6	11,5

Tabella 3.1: Variazione del livello di pressione sonora in funzione dell'angolo di attacco.

I risultati hanno mostrato un effettivo e non lineare aumento della variazione di SPL all'aumentare dell'angolo di attacco.

3.2 Il vento

Come già detto precedentemente, una turbina eolica converte l'energia cinetica della massa d'aria in movimento ad una data velocità in energia meccanica di rotazione. Per la produzione di energia elettrica è dunque necessaria la presenza del vento, la cui quantità di energia trasferita al rotore è descritta dalla legge di Betz [7] già introdotta:

$$P_g = \eta_g \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Ogni turbina ha una propria caratteristica *curva di potenza*, un grafico che mette in relazione la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dal generatore.

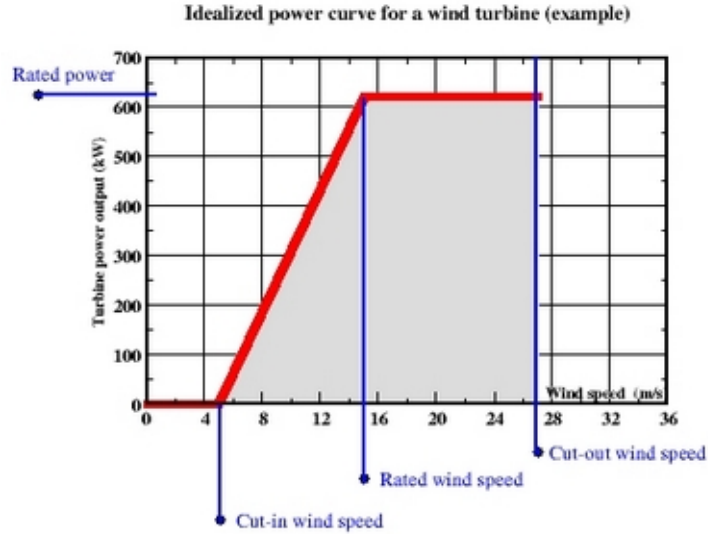


Figura 3.11: Esempio di curva di potenza per un aerogeneratore tipo [36].

La figura 3.11 riporta, in maniera esemplificativa, il comportamento della potenza elettrica erogata da una turbina eolica da 600 kW al variare della velocità del vento. Si possono definire la soglia minima di velocità del vento richiesta per l'avvio della turbina (*cut-in wind speed*), in questo caso di 5 m/s, e la velocità nominale (*rated wind speed*), cioè la velocità del vento nella quale la macchina raggiunge la potenza nominale, 15 m/s nell'esempio. La potenza erogata rimane costante sul valore nominale fino al raggiungimento della soglia massima di velocità del vento (*cut-out wind speed*), ma non tutte le turbine sono progettate per mantenere costante la potenza erogata a velocità del vento superiori a quella nominale [39, 40].

Oltrepassata la soglia massima tollerata, l'aerogeneratore si mette in sicurezza e interrompe la produzione di elettricità, per evitare il rischio di danneggiamenti.

Dato che la potenza è proporzionale al cubo della velocità, in fase di progettazione di un impianto eolico è necessaria una analisi molto accurata della ventosità del sito per stimarne la producibilità eolica. Al tempo stesso questa indagine risulta molto utile per la simulazione e la previsione di emissioni sonore, per le quali la sezione precedente ha mostrato i meccanismi di generazione, fortemente dipendenti dal vento.

3.2.1 Distribuzione di Weibull

Per l'industria eolica è di enorme importanza poter descrivere in termini statistici (usualmente con riferimento all'anno tipo) la distribuzione nel tempo della velocità del vento in un determinato sito. I progettisti degli aerogeneratori hanno infatti bisogno delle informazioni per ottimizzare le loro turbine eoliche e minimizzare così i costi della generazione [8].

La velocità del vento in un sito si manifesta come una distribuzione gaussiana con limite inferiore; tale distribuzione viene approssimata dalla funzione di Weibull (dal matematico svedese Waloddi Weibull) [36], di cui si riporta di seguito l'espressione a due parametri della funzione densità di probabilità per la velocità scalare v :

$$p(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

La distribuzione di Weibull è stata comunemente ritenuta adeguata per la rappresentazione della statistica delle velocità medie del vento campionato su breve periodo (ad es. 10 minuti, 1 ora) per tempi dell'ordine di mesi o anni, in modo da ottenere un campione numericamente significativo.

Un esempio di tale distribuzione viene mostrato in figura 3.12.

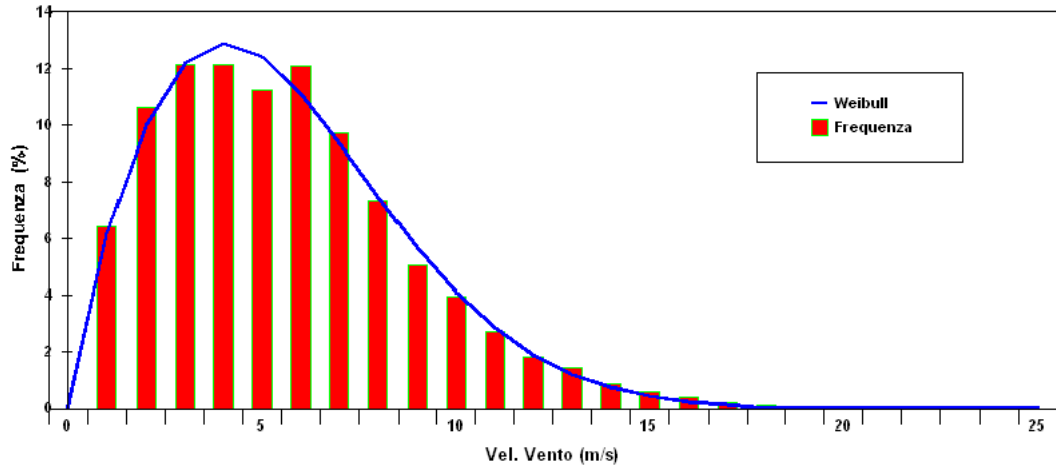


Figura 3.12: Esempio di distribuzione di probabilità di Weibull sovrapposta alla frequenza degli accadimenti delle velocità del vento [8].

Un'altra distribuzione statistica rilevante è la probabilità cumulativa (o curva di durata) di Weibull, che rappresenta la probabilità che la velocità del vento assuma valori inferiori a v . Essa è data dalla funzione [8]:

$$P(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

che descrive un andamento del tipo rappresentato in figura 3.13.

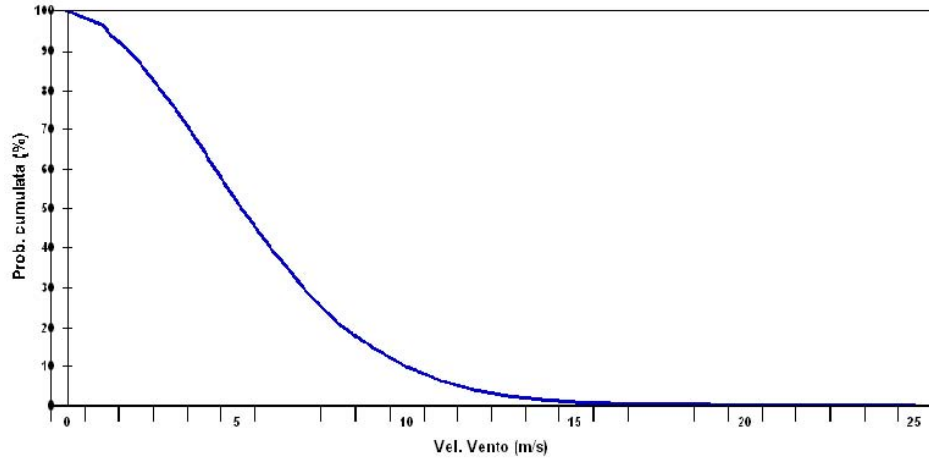


Figura 3.13: Esempio di probabilità cumulata (o curva di durata) di Weibull [8].

La distribuzione di Weibull è controllata da due parametri, il *fattore di scala* (A) e il *fattore di forma* (k). Il primo, espresso in m/s , è legato in modo univoco alla velocità media attraverso la relazione:

$$A = \frac{v}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

dove compare la funzione di Eulero, definita come [8]:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} dt$$

Il fattore di forma (k), adimensionale, modifica la simmetria della distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2 - 3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane. Il caso particolare, analiticamente più semplice ($k = 2$), prende il nome di distribuzione di Rayleigh, e può essere usato per valutazioni di massima quando si dispone della sola velocità media.

La figura 3.14 mostra l'effetto della velocità media (quindi di A) e del fattore di forma (k) sulla distribuzione di Weibull.

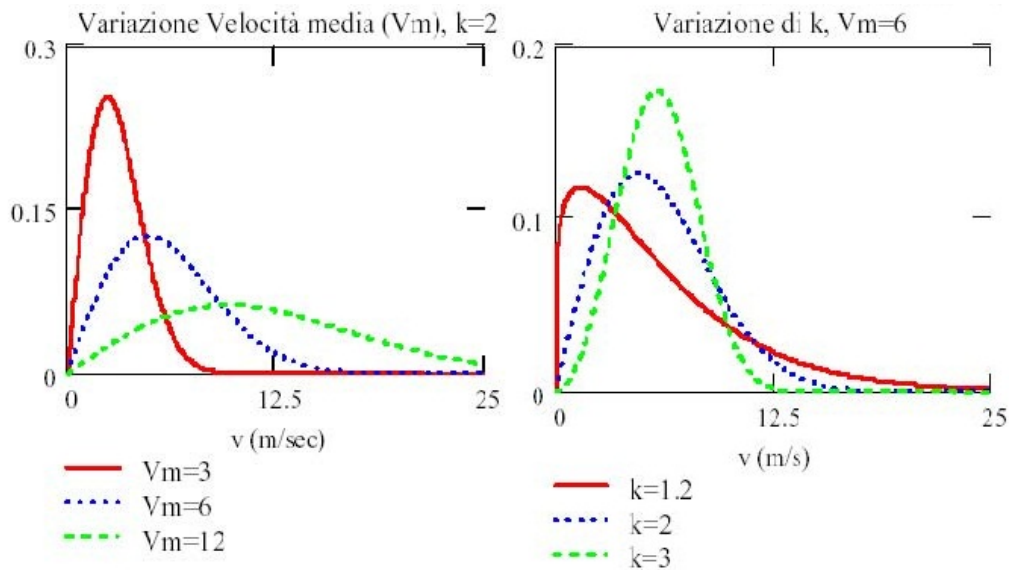


Figura 3.14: Effetto della velocità media e di k sulla distribuzione di probabilità di Weibull al variare della velocità del vento [8].

Il vantaggio di disporre dei fattori di scala e forma è quello di poter procedere a valutazioni successive di produttività slegate dai dati grezzi, ma allo stesso tempo caratterizzate da elevata affidabilità. I due parametri A e k racchiudono efficacemente le proprietà statistiche dell'intera serie temporale. Nota la distribuzione di Weibull dei dati di vento, è possibile risalire ad una serie di velocità caratteristiche della distribuzione (figura 3.15), quali:

- media aritmetica delle velocità del vento;
- mediana (o 50° percentile): velocità per cui nella distribuzione di Weibull le velocità stanno per metà tempo sotto e per metà sopra quel valore;
- moda: velocità corrispondente alla più elevata probabilità di occorrenza, ossia al massimo della distribuzione di Weibull;
- massima energia: velocità che trasporta la massima energia.

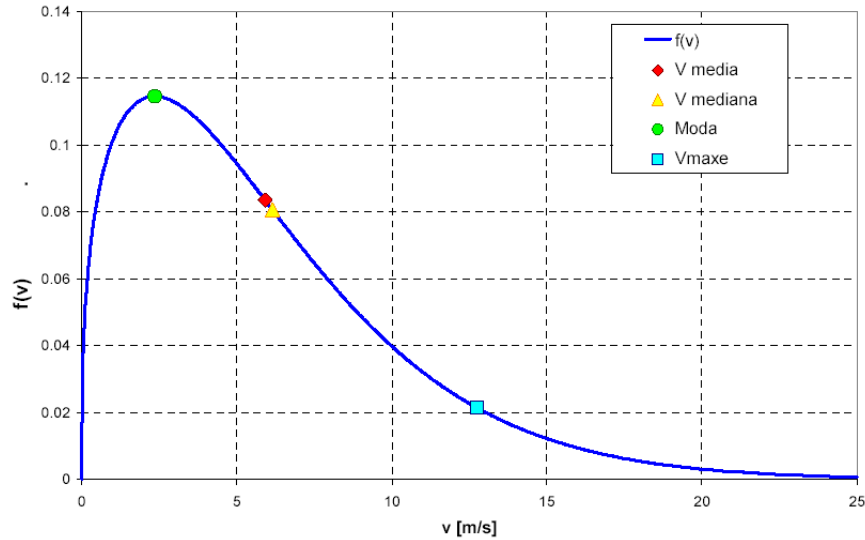


Figura 3.15: Andamento della curva di distribuzione di Weibull con le quattro velocità caratteristiche [8].

Al momento della progettazione di un impianto, dunque, i dati acquisiti vengono raggruppati secondo una distribuzione in frequenza e, per ogni settore di direzione e per ogni intervallo di velocità del vento, viene calcolata la frequenza del vento misurato.

Sovrapponendo una curva di potenza alla distribuzione in frequenza, come nella figura 3.16, si può notare che il vento inferiore alla velocità di cut-in non contribuisce alla produzione energetica, che la potenza nominale si raggiunge per una piccola porzione di tempo (10 %) e che la maggior parte di energia si produce a potenze ridotte, quindi a rumorosità ridotta.

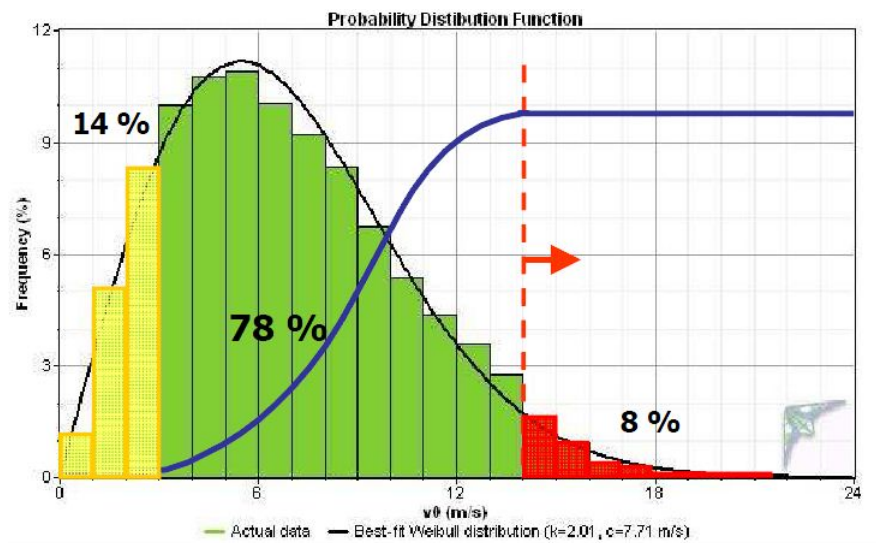


Figura 3.16: Sovrapposizione della curva di distribuzione di Weibull con la curva di potenza di un impianto tipo [36] .

La procedura che viene proposta in questo lavoro permette di conoscere l'emissione sonora misurata presso un ricettore in funzione della velocità di rotazione delle pale (quindi della velocità del vento) per cui, considerando che avere la distribuzione di Weibull per un determinato sito corrisponde a conoscere la probabilità di una data velocità del vento, è dunque possibile combinare le due cose per conoscere la probabilità di un determinato livello di rumore prodotto dall'impianto eolico presso il ricettore.

3.2.2 Wind shear

La stabilità atmosferica ha un profondo effetto sul profilo verticale del vento e sull'intensità della turbolenza atmosferica; essa è determinata dal flusso di calore netto al suolo, risultato del bilancio della radiazione solare in entrata e della radiazione termica in uscita, con l'aggiunta dello scambio di calore latente e sensibile con l'aria e con il sottosuolo. Quando domina la radiazione incidente (nelle limpide giornate estive) l'aria viene riscaldata dal basso e inizia a salire, causando l'instabilità dell'atmosfera. La turbolenza termica implica allora dei movimenti d'aria verticali, impedendo grandi variazioni nel gradiente verticale della velocità del vento (ossia la variazione nel tempo media della velocità del vento con l'altezza). Quando la radiazione uscente domina (notti serene) l'aria inizia il raffreddamento dal basso, con conseguente sviluppo di un gradiente di densità dal basso verso l'alto, che porta ad una configurazione stabile in cui i movimenti verticali sono smorzati. Il disaccoppiamento di strati orizzontali di aria nel ciclo giornaliero permette, allora, un più alto gradiente di velocità verticale del vento. Un'atmosfera neutra si verifica quando gli effetti termici sono meno significativi, solitamente corrispondente ad alta nuvolosità o situazione di forte avvezione (vento forte) [28].

Un modello fisico per calcolare la velocità del vento in atmosfera ad una altezza h è stato dato da Garraat [41]:

$$V_h = \left(\frac{u_*}{k}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{h}{z_0}\right) - \Psi \right]$$

dove $k = 0,4$ è la costante di Von Karman's, u_* è la velocità di attrito definita come $u_* = \frac{\tau}{\rho}$, con τ che è il flusso della quantità di moto dell'attrito turbolento attraverso il piano orizzontale e ρ densità dell'aria [46]. La lunghezza di rugosità (z_0), cioè l'altezza relativa a quella della vegetazione o degli ostacoli a terra, è riportata in tabella 3.2.

Classe di rugosità	Lunghezza di rugosità	Tipo di superficie
0	0,0002	superficie aquosa
0,5	0,0024	Terreno aperto con superficie liscia
1	0,03	Terreno agricolo, pochi edifici, colline lievi
2	0,1	Terreno agricolo, alcune case, siepi alte 8 m
3	0,4	Paesi o piccole città
4	1,6	Città, metropoli con grattacieli

Tabella 3.2: Valori della lunghezza di rugosità nel modello di Garrat.

Nell'equazione compare il termine Ψ , definito come $\Psi = \Psi(\xi) = \Psi(\frac{h}{L})$ che rappresenta le correzioni da applicare per la stabilità atmosferica. L , lunghezza di Monin-Obukhov [42], è un'importante lunghezza scala per la stabilità atmosferica e può essere considerata l'altezza oltre la quale la turbolenza termica domina sulla turbolenza meccanica di attrito: se $0 < h < L$ allora lo strato limite è stazionario.

Nei lavori di Garrat [41] sono date anche delle approssimazioni della funzione di stabilità:

- in atmosfera stabile $L > 0$ e $\Psi(\xi) = -5\xi < 0$;
- in atmosfera neutra $|L| \gg 0$ e $\Psi(0) = 0$;
- in una atmosfera instabile $L < 0$ e $\Psi(\xi) = 2\ln[\frac{1+x}{2}] + \ln[\frac{1+x^2}{2}] - \frac{2}{\tan(x)} + \frac{\pi}{2} > 0$,
con $x = (1 - 16\xi)^{\frac{1}{4}}$.

Considerando il caso in cui $\Psi = 0$, si ottiene il profilo di vento logaritmico largamente usato per descrivere il *wind shear*:

$$V_h = \left(\frac{u_*}{k}\right) \cdot \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (3.1)$$

La sua più diretta applicazione sta nel rapporto fra le velocità del vento a diverse altezze, rappresentato in figura 3.17, per cui si ha:

$$\frac{V_{h_2}}{V_{h_1}} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (3.2)$$

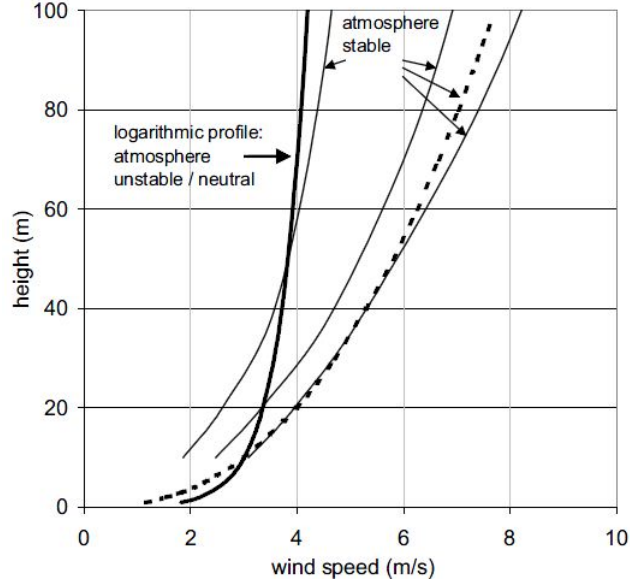


Figura 3.17: Profilo verticale del vento per una lunghezza di rugosità pari a 2 cm [28].

Risulta oramai una procedura standard a livello internazionale, come ad esempio la norma EN 61400-11 [43], effettuare la misura della velocità del vento a 10 m di altezza, e successivamente ricavarsi il profilo verticale della velocità mediante l'equazione precedente.

Un approccio privo di basi fisiche, ma largamente utilizzato nel campo ingegneristico, si basa, invece, sull'equazione [44, 47]:

$$\frac{V_{h_2}}{V_{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^m \quad (3.3)$$

Con questa equazione il rapporto fra la velocità del vento all'altezza h_2 e quella ad h_1 è funzione di un solo parametro: l'esponente di shear m . La relazione ha valenza empirica quando h è alcune volte la lunghezza di rugosità, ma perde di validità ad altezze elevate, dove c'è una velocità del vento più o meno costante (il vento geostrofico) [28].

In pianura m ha un valore di 0,1 o più, per una atmosfera neutra m è circa 0,14; in un atmosfera instabile, in cui sono dominanti gli effetti termici diurni provenienti dal riscaldamento della terra, m ha un valore più basso, fino a circa 0,1. In un atmosfera stabile, i movimenti verticali sono smorzati a causa del raffreddamento del terreno, di conseguenza il coefficiente ha un valore maggiore, circa 0,7 [44].

La stabilità atmosferica può anche essere raccolta nelle classi di Pasquill, riportate in tabella 3.3, che dipendono da osservazioni di velocità del vento e dalla copertura nuvolosa [45].

Classi di Pasquill	Nome	m
A	molto instabile	0,09
B	moderatamente instabile	0,20
C	neutrale	0,22
D	leggermente stabile	0,28
E	moderatamente stabile	0,37
F	molto stabile	0,41

Tabella 3.3: Elenco delle classi distabilità di Pasquill.

Si può notare come la scelta del parametro m dia addito a contraddizioni, dato che due trattazioni differenti riportano valori differenti per atmosfere simili.

3.2.2.1 Terreno complesso

Dalla mappa della ventosità sul suolo italiano di figura 2.5 e dalla conseguente mappa di distribuzione degli impianti eolici di figura 2.4, si nota come in Italia gli impianti eolici, solitamente, si trovino o su vaste aree costiere (al sud) o su terreni complessi collinari. Limitandosi alla Toscana, la maggior parte degli aerogeneratori installati è situata su rilievi collinari rivestiti da fitta vegetazione, per cui risulta necessario analizzare la situazione dei venti con questa tipologia di terreno.

In presenza di un grande ostacolo il vento viene deviato nella parte sommitale, aumentando localmente la velocità [36]; questo porta ad una componente verticale nella velocità del vento e al cambio del wind shear mostrato in figura 3.19.

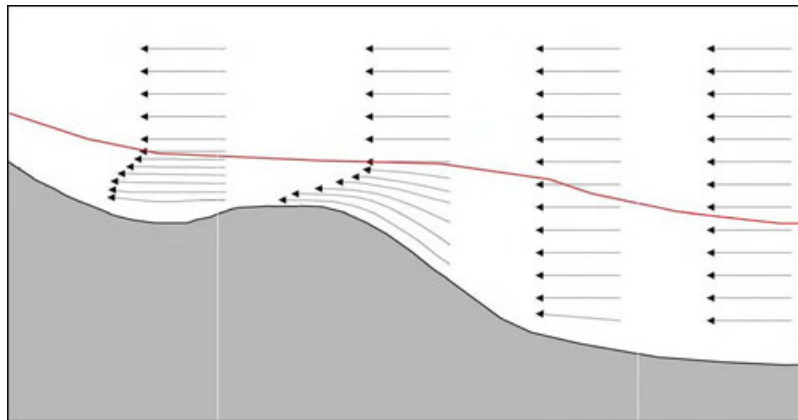


Figura 3.18: Effetto della collina su un profilo verticale di vento [36].

In base all'inclinazione del crinale o alla velocità del vento, a valle saranno anche presenti moti turbolenti [37], mostrati in figura 3.19.

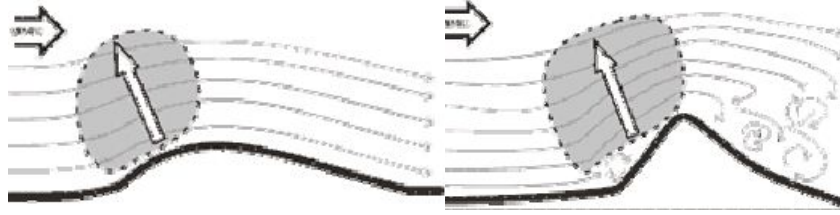


Figura 3.19: Effetto della collina su un profilo verticale di vento e moti turbolenti [36].

La descrizione del wind shear su terreno molto complesso, o comunque molto diverso rispetto all'ideale terreno piano orizzontale, è quindi estremamente complicata e non si presta in generale a rappresentazioni analitiche dirette. In pratica, non c'è equazione generale che venga verificata da campagne strumentali [49], come è stato possibile verificare dai dati acquisiti nel corso di questo lavoro di tesi (mostrati nei capitoli successivi).

Di fronte all'impossibilità di ricostruire, mediante equazioni, il profilo verticale del vento in presenza di rilievi, le possibilità sono, in generale, soltanto due: utilizzare la torre anemometrica, oppure il modello meteorologico numerico.

La prima soluzione, sicuramente efficiente, consiste nell'utilizzo di una torre che misura il vento a diverse altezze, fino a quella del rotore o più; il metodo ha però il limite di non essere utilizzabile in ogni luogo, dato che la torre è fissa e non è posizionata nell'esatto luogo di interesse, rischiando di fornire risultati completamente superflui. Un modello meteorologico, invece, può essere usato con buoni risultati di simulazione del profilo verticale solamente se è a fisica completa e ad altissima risoluzione o, meglio ancora, se le caratteristiche orografiche sono a scala molto ridotta (poche centinaia di metri); se questi criteri sono verificati, l'impiego a valle del modello meteo di un modulo CFD (Computational Fluid Dynamics) ha una risoluzione dei metri o poco meno, ma ha dei costi decisamente alti.

Normalmente, comunque, presso un crinale, che per semplicità supponiamo non alberato, il wind shear è più piccolo rispetto al terreno piano orizzontale (figura 3.20) perché la "forzante" prevalente a piccola scala non è più l'attrito del terreno ma la compressione del flusso che sale dai versanti.

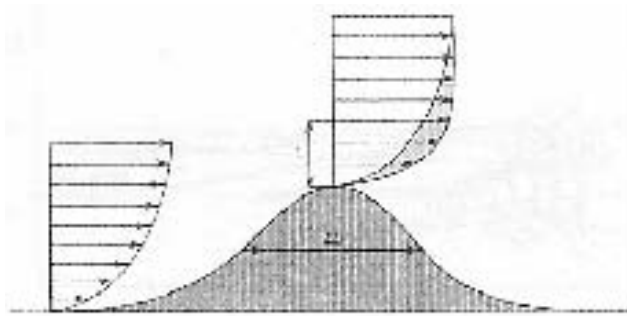


Figura 3.20: Variazione teorica del profilo verticale in presenza di rilievi [36].

Più in particolare, in caso di flusso molto stabilmente stratificato, come per esempio in presenza di forte avvezione (in generale la "tramontana" invernale), la compressione del flusso è maggiore e il wind shear generalmente minore; in caso di flusso meno stabilmente stratificato o neutro, la compressione è minore e il flusso anche in corrispondenza del crinale conserva maggiormente le caratteristiche di wind shear che possedeva sopravvento.

Alcuni studi sono rivolti all'uso di misure effettuate con il SODAR (SONic Detection And Ranging), uno strumento meteorologico che funziona come un radar, utilizzando le onde acustiche, invece che quelle radio, per misurare lo scattering che queste hanno a causa della turbolenza atmosferica. Con questo sistema, è possibile ricostruire con una buona precisione il profilo verticale del vento in ogni condizione, ma anche esso presenta delle limitazioni, a partire dal fatto che lo strumento è costoso e di non facile trasposto, oltre al fatto che è ancora una tecnica provata solo in alcune determinate condizioni, non sempre riproducibili [52].

Alcuni studi, [46], hanno anche dimostrato che può avvenire un wind shear inverso sulle colline a causa dell'*effetto collina*, cioè la velocità del vento può effettivamente diminuire (invece che crescere) all'aumentare dell'altezza in un particolare intervallo di altezze sopra la collina.

Un tentativo possibile per migliorare la descrizione del wind shear è quello di isolare le situazioni di flusso di provenienza perché, ovviamente, in base alla direzione di provenienze del vento il crinale influenzerà in modo diverso la stratificazione delle velocità del vento. Dall'analisi della ventosità del sito effettuata a monte è possibile selezionare la direzione prevalente da considerare come wind shear generalizzato del sito [48].

3.2.2.2 Effetto della vegetazione

In aggiunta a tutti i problemi causati dal profilo collinare del terreno, si deve considerare l'eventuale presenza di folta vegetazione sui crinali: anch'essa, infatti, modifica il wind shear rendendo ancora più improbabile, se non impossibile, ricostruire il

profilo verticale del vento a partire da una semplice misura del vento ad una altezza prossima alla superficie [51].

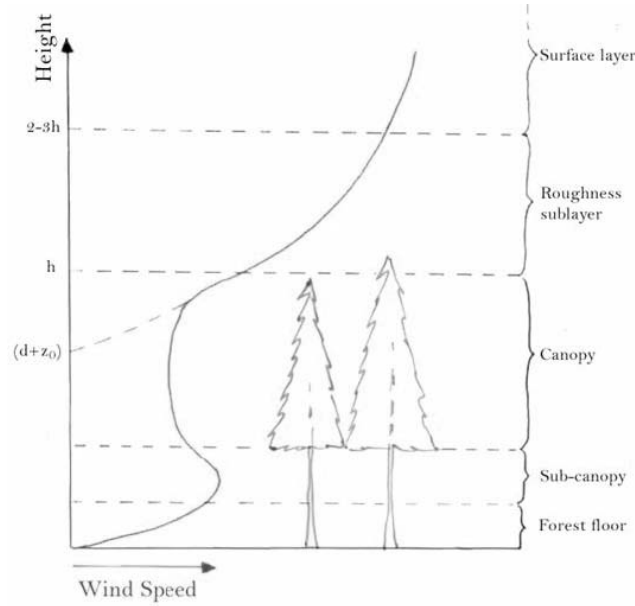


Figura 3.21: Profilo verticale del vento in prossimità di una foresta [50].

La figura 3.17 mostra come la presenza di una foresta modifica il profilo verticale del vento; utilizzando l'equazione logaritmica 3.1, valida per un terreno piatto, è possibile apportare una correzione dovuta all'altezza d degli alberi:

$$V_h = \left(\frac{u_*}{k} \right) \cdot \ln \left(\frac{h-d}{z_0} \right)$$

per cui l'altezza di riferimento è spostata verso l'alto di un'altezza pari a quella della foresta, con il resto del profilo che rimane uguale al caso di terreno libero [51].

3.2.2.3 Effetto sul rumore

Tutti gli studi sul wind shear mostrati, e molti altri, sono stati principalmente effettuati per stimare al meglio la potenza eolica ottenibile da un determinato sito; molta meno attenzione è stata data alla sua influenza sul rumore emesso.

Il rumore prodotto da un aerogeneratore, creato da tutti i fenomeni descritti all'inizio del capitolo, è percepito come uno "swish" nel periodo diurno e come un ciclico "whoosh" nel periodo notturno; la causa per cui il rumore percepito è diverso fra notte e giorno deve essere cercata nel vento [53]. L'equazione 3.1 è una approssimazione del profilo del vento nello strato limite di una atmosfera neutra, quando l'aria è mescolata da una turbolenza dovuta all'attrito con la superficie; nel periodo diurno vi è l'aggiunta di turbolenza termica, mentre in quello notturno l'atmosfera è neutra, con il caratteristico gradiente adiabatico di temperatura di circa -1°C

ogni 100 m, si verifica in presenza di offuscamento pesante e / o di vento con velocità relativamente alte. Quando invece il cielo è sereno e in assenza di venti forti, l'atmosfera diventa stabile a causa del raffreddamento radiativo della superficie: il vento cambia profilo e non può più essere adeguatamente descritto da quello logaritmico di equazione 3.1. L'effetto del cambiamento di un ambiente stabile è che, rispetto ad un data velocità del vento a 10 m di altezza di giorno, di notte ci sarà una maggiore velocità del vento all'altezza del mozzo e quindi un più alto livello di potenza sonora della turbina; al tempo stesso ci sarà una minore velocità del vento a terra, con conseguente meno rumore creato dalla vegetazione [28].

La differenza non è soltanto questa, perché con le moderne grandi turbine la distanza fra le punte della lama in alto e quella in basso è delle decine di metri. Ad una tale distanza si crea una differenza di velocità incidente che si traduce in moti turbolenti, con conseguente differenza di angolo di attacco del vento sulle lame e, per quanto già detto [28], un aumento dell'angolo di attacco produce di conseguenza un aumento della rumorosità, che risulta dipendente dal wind shear. La variazione della stratificazione della velocità del vento in relazione all'altezza del rotore è raffigurata in figura 3.22.

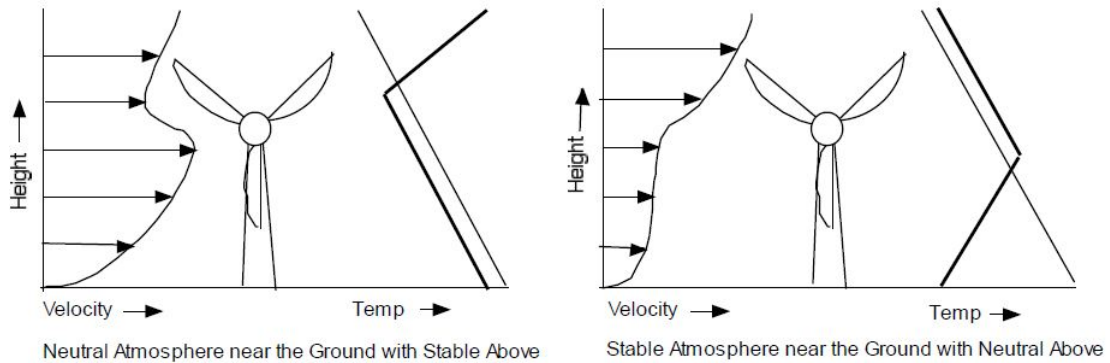


Figura 3.22: Influenza della stabilità atmosferica e del gradiente della temperatura[53].

L'insieme di tutte queste influenze, oltre a mostrare una differenza fra periodo diurno e notturno di livello di potenza sonora emessa da un aerogeneratore, fornisce anche una spiegazione alla differenza di tonalità di rumore percepita. Il diurno “swish” è il risultato di un appena evidente fluttuazione dell'angolo di attacco e quindi del livello sonoro, mentre il “whoosh” notturno presenta una caratteristica ciclica dovuta a questo tipo di fluttuazioni [53].

3.3 Propagazione del rumore

3.3.1 La propagazione e la “amplitude modulation”

In generale, la propagazione del rumore emesso dalle turbine eoliche è determinata dai seguenti parametri:

- direttività della sorgente;
- diffusione geometrica;
- assorbimento atmosferico;
- riflessioni e assorbimento sul terreno;
- effetti meteorologici;
- complessità del terreno.

La percezione del rumore è invece determinata dal rapporto tra il rumore della turbina al ricettore e il rumore residuo, che produce il cosiddetto “*effetto mascheramento*”. In base alla caratterizzazione della sorgente sonora di una turbina eolica e secondo gli studi di Oerlemans e Lopez [19], il rumore prodotto da turbine eoliche non ha la stessa intensità in tutte le direzioni, ma è irradiato principalmente dalla parte esterna della pala verso il basso. Questa è la ragione per cui il rumore è solitamente udito sotto la turbina ma non molto più lontano, perché ad una distanza considerevole il ricettore è più in linea con i raggi acustici corrispondenti all'emissione minore. Il suono direzionale si attenua nel momento in cui si allontana dalla turbina a causa della diffusione geometrica (distribuzione di una energia su una superficie crescente) e dell'assorbimento atmosferico, entrambi funzione della distanza dalla sorgente. Quest'ultimo, in particolare, è maggiormente efficiente alle alte frequenze rispetto che alle basse, con le conseguenze che queste si propagheranno a maggiori distanze e che, all'aumentare della distanza, il rumore viene percepito più cupo. A questo va aggiunto il principio della *Amplitude Modulation* (AM), cioè la modulazione di ampiezza del rumore aerodinamico, per cui in alcuni casi vi è un aumento nella fluttuazione del segnale acustico che rispetto al normale è di circa una volta al secondo, rendendo il rumore più evidente.

L'influenza principale della meteorologia è la variazione del profilo di velocità del suono a causa del wind shear e del profilo di temperatura, ben descritto da Wagner [15]; l'effetto più evidente è la "zona d'ombra" sopra vento rispetto alla sorgente di rumore e il conseguente maggiore rumore nella direzione sottovento. In condizioni estreme di inversione, i raggi sonori delle sorgenti sopraelevate rispetto al ricettore possono essere piegati a terra nella zona sottovento e creare effetti di

focalizzazione a distanze considerevoli dalla sorgente, con conseguente immissione di rumore leggermente maggiore rispetto al caso di assenza di vento e senza inversione. Gli effetti di curvatura dei raggi sonori sono rappresentati nelle immagini di figura 3.23

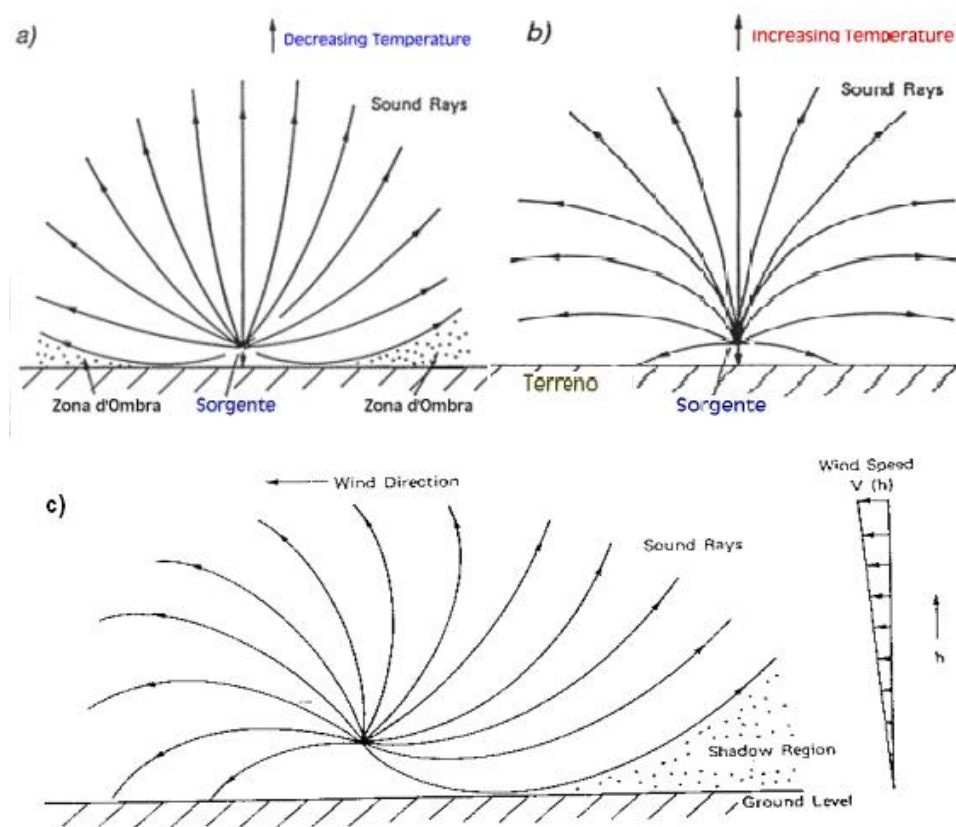


Figura 3.23: Curvatura dei raggi sonori in condizioni normali (a) e di inversione termica (b) e propagazione del rumore in relazione al vento (c) [60].

Molti paesi del nord, come i Paesi Bassi e Germania, hanno i loro impianti in terreni pianeggianti, mentre nel Regno Unito e in Italia questi si trovano, per la maggior parte, in terreno complesso. Per questi siti la propagazione del suono diventa molto più complicata, comprendendo il rumore della vegetazione [55, 56, 57, 58], l'assorbimento e riflessioni di ostacoli che attenuano il rumore, tutti effetti che dipendono dalla frequenza. Se la dimensione dell'ostacolo è molto più grande rispetto alla lunghezza d'onda, si ha uno schermo efficace; solitamente ciò non avviene per le frequenze molto basse e per piccoli oggetti. Il fenomeno della propagazione della AM non è ancora ben chiaro e tentativi di spiegazione sono stati pubblicati da Van den Berg [28, 75, 76], in cui sembra probabile che una combinazione di meccanismi di generazione e propagazione sia responsabile del fenomeno. Questo però non corrisponde a quanto predetto in un altro studio, quello dell'Università di Salford [77], che riporta una concentrazione della modulazione di ampiezza nelle bande tra frequenza di 200 - 800 Hz , corrispondente generalmente alle frequenze di emissione

sonora del trailing edge noise, che viene identificato come una delle principali fonti di rumore aerodinamici associati al funzionamento delle turbine eoliche. La AM non è stata ancora compresa in un dettaglio sufficiente per poter fornire linee guida di progettazione per ridurre al minimo il suo impatto; inoltre, è ancora oggetto di dibattito, per cui ulteriori studi sono necessari per spiegare e predire i livelli di rumore osservati. Nonostante ciò, molti dei modelli di propagazione acustica già esistenti possono essere applicati, seppur con delle limitazioni.

3.3.2 Modelli previsionali

Dato che la propagazione del suono all'aperto comporta una complessa combinazione di dipendenze tra le caratteristiche della sorgente, della geometria sorgente-ricevitore, del tipo di terreno e della meteorologia, sono piuttosto popolari modelli empirici e semi-empirici per prevedere il rumore esterno [61].

Un modello è una schematizzazione matematica dei vari fenomeni fisici elementari coinvolti in un fenomeno reale più complesso di cui si vuole effettuare una previsione. Lo scopo del modello è quello di rappresentare il più possibile fedelmente il fenomeno reale e di fornire una probabile evoluzione del fenomeno restituendo dei dati finali (output) sulla base di dati iniziali forniti dall'utente (l'input). Il software rappresenta una implementazione numerica dell'algoritmo derivante dal modello che si vuole utilizzare ed è costituito da un insieme di relazioni tra grandezze o parametri ritenuti indipendenti ed altri considerati dipendenti. Tra le variabili indipendenti sono comprese le grandezze che rappresentano lo stato del sistema che si intende descrivere con il modello e quelle non controllabili o dominabili che sono da considerare come disturbi [60].

Tutti i modelli esistenti sono comunque riconducibili ad una struttura generale nella quale sono identificabili le seguenti fasi [60]:

- rappresentazione schematica della configurazione ambientale in esame;
- modellizzazione dell'emissione sonora della sorgente o del rumore da questo immesso in una prefissata posizione di riferimento;
- modellizzazione della propagazione sonora dalla sorgente ai ricettori;
- rappresentazione in forma numerica e/o grafica dei risultati del calcolo.

Questi modelli, spesso, sono pensati su misura per un tipo particolare di sorgente, per cui ci sono programmi di previsione differenziati per il traffico stradale, traffico ferroviario, per l'industria e per gli aerei. In questa sezione sono descritti alcuni dei modelli previsionali maggiormente utilizzati e applicabili alla propagazione del rumore eolico.

3.3.2.1 Metodo ISO 9613-2

Nella norma UNI ISO 9613-2 [62] viene presentato un metodo tecnico progettuale per calcolare l'attenuazione sonora nella propagazione all'aperto allo scopo di valutare i livelli di rumore ambientale a una certa distanza da una o più sorgenti. Con questo metodo è possibile stimare il livello di pressione sonora continuo equivalente ponderato A in un punto ricettore in condizioni meteorologiche favorevoli alla propagazione sonora. Il livello continuo equivalente di pressione sonora per banda di ottava sotto vento in una postazione del ricettore, $L_{fT}(DW)$, è calcolato per ciascuna sorgente e per le sue sorgenti immagine, nelle otto bande di ottava con frequenze centrali comprese tra 63 Hz e 8 kHz, mediante l'espressione:

$$L_{fT}(DW) = L_W + D_c - A$$

dove L_W è il livello di potenza sonora per banda d'ottava, in decibel, prodotto dalla sorgente puntiforme; D_c è la correzione di direttività, in decibel, che descrive l'entità della deviazione in una data direzione del livello continuo equivalente di pressione sonora della sorgente puntiforme rispetto al livello di una sorgente sonora puntiforme omnidirezionale; A è l'attenuazione per bande d'ottava, in decibel, che si verifica durante la propagazione dalla sorgente sonora puntiforme al ricettore. Il termine di attenuazione è comprensivo di tutti i fattori che intervengono durante la propagazione ed è dato da:

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

con A_{div} attenuazione dovuta alla divergenza geometrica, A_{atm} attenuazione dovuta all'assorbimento atmosferico, A_{gr} attenuazione dovuta all'effetto del suolo, A_{bar} attenuazione dovuta alla presenza di ostacoli ed A_{misc} attenuazione dovuta ad altri effetti eterogenei. Per una descrizione dettagliata di questi fattori si rimanda alla letteratura [62].

La norma ISO 9613-2 ha dimostrato di essere uno strumento preciso ed efficace di modellazione acustica per la propagazione del rumore eolico quando sono impiegate le giuste tecniche di modellazione della sorgente e le corrette caratteristiche topografiche del sito: lo studio di Kalapinski [64] permette di comprenderne meglio i limiti associati all'uso e ne propone delle soluzioni. In quel lavoro, è stato studiato il potenziale impatto delle condizioni meteorologiche non standard sulla propagazione del suono in punti distanti di ricezione ed è stata suggerita una correzione della norma che includa un fattore di correzione meteorologico, in modo che il metodo rimanga valido se applicato al caso delle turbine eoliche con una velocità del vento non rappresentato da quello standard, cioè compresa fra 1 e 5 m/s misurata ad

una altezza da terra compresa fra 3 e 11 metri. Il wind shear, le dimensioni della turbina e il loro impatto sulla attenuazione laterale, la propagazione del suono sottovento, sono parametri da tenere in considerazione tramite correzioni. Inoltre, se il ricettore è dentro il campo geometrico vicino, l'inclusione di un fattore di attenuazione del terreno in questa regione può aiutare a compensare i risultati imprecisi della simulazione del livello sonoro, dato che è stato notato come a distanze lineari minori di 200 metri dalla sorgente, la modellazione con la normativa ISO 9613-2 può sottostimare i risultati a causa di effetti di campo vicino e degli effetti di assorbimento laterale. Verifiche sul campo e test di accettazione hanno dimostrato che con tutti questi fattori considerati, una rappresentazione accurata dei livelli sonori prodotti da impianti eolici è possibile con il metodo ISO 9613-2, nonostante rimanga da superare il vincolo sul termine di attenuazione A_{gr} che impone un altezza della sorgente non maggiore di 30 metri [64].

3.3.2.2 Concauwe

Il modello CONCAWE [68], così come l'ISO, è essenzialmente un metodo empirico. Rispetto al metodo precedentemente descritto, questo non contiene tante previsioni quante l'altro, ad esempio non prevede l'attenuazione dei bordi verticali e l'attenuazione per la propagazione fra gli edifici, ma per due motivi, invece, è più sofisticata del metodo ISO. In primo luogo, con questo metodo si può prevedere una vasta gamma delle condizioni meteorologiche, piuttosto che limitarsi al caso di “moderato sottovento”; in secondo luogo, si può calcolare la riduzione per effetto del suolo in bande di ottava anche in presenza di una barriera orizzontale, piuttosto che assumere semplicemente che l'effetto suolo si perde se una barriera è presente.

Il metodo permette di considerare una diffusione di tipo sferico, con correzioni per l'assorbimento atmosferico, per l'effetto del suolo (tra cui l'influenza dell'altezza di propagazione), per l'effetto delle barriere e per gli effetti meteorologici (rifrazione).

I calcoli sono effettuati in bande di ottava e richiedono quindi, come input, uno spettro di potenza sonora della sorgente in banda d'ottava. Le condizioni meteorologiche sono raggruppate in sei categorie, definite dalla classificazione di Pasquill: queste, come già riportato, sono basate sulla radiazione solare in arrivo, sull'ora del giorno e sulla velocità del vento. Le condizioni acusticamente neutre sono assunte corrispondenti alla quarta classe meteorologica Concauwe, mentre il caso di forte condizione sottovento corrisponde alla categoria 6. Le correzioni meteo sono descritte da un'equazione polinomiale di ordine 3 del logaritmo della separazione orizzontale fra sorgente e ricevitore:

$$A_{meteo} = a_1 + a_2 \cdot \log(d) + a_3 \cdot (\log(d))^2 + a_4 \cdot (\log(d))^3$$

dove le varie a_i sono costanti positive o negative diverse per ogni banda e per ogni categoria meteorologica. Le correzioni in bande d'ottava applicate per l'effetto del terreno sono derivate dai dati ottenuti negli studi di Parkin e Scholes [69] per una sorgente fissa di un motore a reazione. Come nel metodo ISO, Concawe permette la contemporanea presenza di terreno acusticamente hard e soft lungo il percorso di propagazione; tuttavia utilizza solo la distanza percorsa su terreno morbido nel calcolo della correzione dell'effetto suolo in bande di ottava, piuttosto che definire le proporzioni della sorgente, del mezzo e del ricettore, come richiesto dalla ISO. Il calcolo degli effetti barriera è basata sulla diffusissima e ampiamente utilizzata formula di Maekawa [70]. Per prevedere la propagazione in presenza di una barriera sottile alla sorgente, è applicata una riduzione al termine di attenuazione del terreno sulla base di una effettiva variazione in altezza della sorgente, in modo da farla coincidere con la parte superiore la barriera. Per i ricettori sotto vento, il modello consiglia di utilizzare un ray-tracing [71] per il calcolo delle influenze meteorologiche sulle prestazioni della barriera in modo da calcolare il vero percorso dei raggi sonori curvati dal gradiente di velocità del suono; l'effetto barriera è calcolato successivamente utilizzando la curvatura per definire le posizioni di una sorgente virtuale e il ricettore corrispondente alle posizioni in cui un effetto barriera equivalente sarebbe prodotto in condizioni di assenza di vento.

Poiché alcune delle più grandi discrepanze tra misura e simulazione si trovano nelle bande di ottava dove gli effetti del suolo sono dominanti, una miglioria al metodo potrebbe essere apportata considerando più classi di condizioni del terreno, invece che solamente quella hard o soft. Questo ha connessioni con le classi utilizzate per descrivere le condizioni meteorologiche, basate sulle misure della velocità del vento. Tuttavia non vi è alcuna indicazione riguardo l'altezza alla quale essa debba essere misurata. Si tratta di una omissione importante in quanto l'influenza del vento sulla propagazione dipende dal gradiente della velocità del vento, piuttosto che dalla velocità solamente. Un alto grado di turbolenza può avere un'influenza importante sull'effetto del suolo a lunga di distanza, anche in condizioni acusticamente neutra, in quanto distrugge la coerenza e quindi possibilità di interferenze tra suono diretto e riflesso da terra. Tutto questo influenza anche la prestazione simulata di un barriera, di conseguenza è importante definire i valori di turbolenza portata da ciascuna delle categorie meteorologiche. Nonostante ciò, il metodo Concawe rappresenta uno sfondo importante per qualsiasi studio di propagazione del suono all'aperto; le sue disposizioni per diverse condizioni meteorologiche e per interazioni tra barriera, suolo ed effetti meteorologici rappresentano trattamenti più sofisticati rispetto a quelli nella norma ISO 9613-2 [61].

3.3.2.3 Nord2000

Il modello Nord2000, così chiamato perché finanziato dalle agenzie di protezione ambientale di cinque paesi nordici e terminato nel 2000, consente la previsione a lunga distanza del rumore generato da tutti i tipi di sorgente. Il principale obiettivo del modello è quello di ottenere una precisione accettabile entro 3000 *m* di distanza sorgente-ricettore, tenendo in considerazione profilo del terreno, una qualsiasi combinazione di tipi superficie e ogni condizione “normale” del tempo. Il modello comprende anche attenuazioni per l’assorbimento dell’atmosfera, calcolata sulla base di ISO 9613-1 [72] e per l’effetto del suolo, valutata dalla teoria dei raggi geometrici e dal coefficiente di riflessione delle onde sferiche. Viene inoltre considerata la schermatura prodotta da ostacoli, tramite la teoria di diffrazione in combinazione con la teoria geometrica, e le riflessioni, con l’aggiunta di una sorgente immagine ed una trattazione della zona di Fresnel. L’effetto della rifrazione atmosferica è calcolato utilizzando un algoritmo euristico o basato sulla teoria geometrica. Il modello tiene conto della topografia semplice e di sei categorie di terreno, riportate in tabella 3.4 [61].

Categorie	Esempio
A. Very soft	Neve o muschio
B. Soft forest floor	Fitto muschio o erica
C. Uncompacted	Terra o erba
D. Normal uncompacted ground	Foresta o pascolo
E. Compacted field and gravel	Prati compattati e parchi con ghiaia
F. Compacted dense ground	Strade e parcheggi
G. Hard surfaces	Asfalto denso, cemento, acqua

Tabella 3.4: Elenco delle categorie di terreno usate dal modello Nord2000 .

A causa della sua natura, il modello ha delle limitazioni [74]:

- Il livello di pressione sonora è simulato in bande di terze d’ottava per frequenze comprese fra 25 *Hz* e 10 *kHz*, ma può essere esteso anche a valori inferiori.
- Il metodo di calcolo assume la sorgente come puntuale, quindi per simulare una sorgente complessa è necessario dividerla in tante sorgenti puntiformi ed effettuare i calcoli per ciascuna di esse. Nel caso di turbina eolica, le esperienze hanno mostrato che una sola sorgente posta ad altezza del rotore è sufficiente.
- Il profilo del terreno dalla sorgente al ricettore deve essere approssimato in una serie di segmenti lineari contigui.

- Per la simulazione dell'effetto meteo sulla propagazione viene considerato il profilo verticale delle velocità del vento logaritmico, con tutte le problematiche annesse.

Alcuni studi sono stati effettuati per validare il modello Nord2000, tra cui quelli di Sondergaard [73, 74]: i risultati ottenuti dalle campagne di misura hanno dimostrato come effettivamente il metodo proposto è preciso fino a 1500 metri nel terreno pianeggiante e 1000 metri in terreni complessi, nel caso in cui la sorgente sia un altoparlante. Se invece la sorgente è una turbina eolica, non è risultato possibile effettuare misure ugualmente affidabili alle stesse distanze: 1 $dB(A)$ di differenza fra rumore simulato e misurato contro 0,1 $dB(A)$ del caso con altoparlante.

3.4 Background noise

3.4.1 Mascheramento del rumore

Il *mascheramento*, per definizione della American Standard Association (1960), è “il processo per cui la soglia di udibilità di un suono è incrementata dalla presenza di un altro suono che lo copre” per cui, definendo come “segnale” il rumore prodotto dalla turbina eolica e “mascheratore” il rumore prodotto dalla vegetazione, si ha un mascheramento parziale quando il segnale è più forte del mascheratore.

Nell'ambito della percezione dell'essere umano al rumore generato da impianti eolici, il mascheramento dovuto al rumore ambientale gioca un ruolo importante, facendo sembrare il rumore prodotto da un aereogeneratore meno disturbante o addirittura non udibile ad un determinato ricettore [58].

In particolare, nelle aree rurali la principale componente al rumore risulta generalmente di origine naturale, generata principalmente dal passaggio del vento nella vegetazione. Il rumore prodotto per tale meccanismo cresce all'aumentare del vento proprio come il rumore generato dalle turbine, di conseguenza risulta di grande interesse sapere come varia il suono prodotto dalla vegetazione e quale sia il suo potenziale di mascheramento sonoro.

Per capire la fisica del processo sono stati compiuti pochi studi, fra i quali il più famoso risulta quello di Fégeant [54, 55] che ha proposto un modello di previsione semi-empirico analitico del rumore della vegetazione differenziato per specie e geometrie della vegetazione. Un modello solamente analitico non sarebbe stato adatto a descrivere un fenomeno caotico come la turbolenza del vento, per questo l'autore ha combinato un modello di predizione di rumore di vegetazione discreto con un modello di predizione stocastico di turbolenza al fine di valutare le fluttuazioni nel suono prodotto dalla vegetazione causate dalla variazione del vento.

Tuttavia il numero di verifiche effettuate dall'autore risulta limitato e gli studi successivi di Bolin [56, 57, 58] hanno voluto verificare l'effettiva validità della teoria, soprattutto a differenti range delle velocità del vento rispetto a quelle usate da Féagent. Il metodo di predizione discreto è risultato più accurato di quello analitico, tuttavia differenti condizioni atmosferiche possono influenzare fortemente il rumore predetto e devono quindi essere tenute in considerazione; inoltre il numero di computazioni effettuate per la simulazioni è molto alto e quindi solamente brevi sequenze temporali possono essere predette. Ciò si traduce in una ridotta statistica di turbolenza che fa risultare il modello non affidabile [56].

In sostanza, le variazioni temporali a cui è soggetto il rumore prodotto dalla vegetazione hanno un grosso effetto sul potenziale di mascheramento, mostrando una impossibilità di deduzione e previsione del mascheramento in casi di condizioni ambientali e metereologiche generalizzate. Tutto questo dimostra come la generazione del rumore ambientale è un fenomeno strettamente tempo-dipendente, meteo-dipendente e soprattutto sito-dipendente.

3.4.2 Misure di background noise

Una così grande casualità nel rumore residuo si traduce nella necessità di effettuare sempre misure di background durante le campagne di misura.

Il metodo di misura proposto da Bowdler nel 2007 [59] propone l'acquisizione delle misure di vento e di rumore ogni 10 minuti, con il vento misurato a 10 metri di altezza dal suolo nel luogo dell'aereogeneratore. Il rumore è invece misurato al recettore sensibile e i dati acquisiti sono graficati in funzione del vento a terra, ottenendo un caso generale del tipo riportato in figura 3.24.

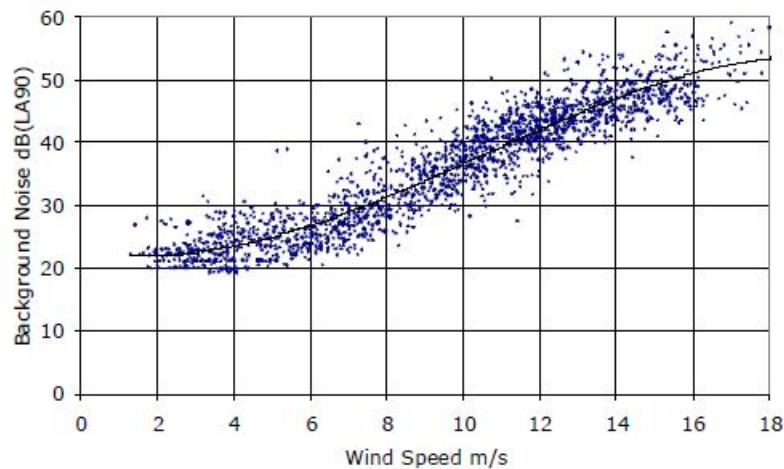


Figura 3.24: Esempio di rumore di background tratto dal lavoro di Bowdler[59].

Sperimentalmente appare ben chiaro come il rumore prodotto dalla vegetazione sia dato da:

- un andamento costante alle basse velocità, quindi indipendente dal vento;
- un andamento crescente dopo una certa velocità di soglia, che separa la parte di “*rumore non generato dal vento*” da quella di “*rumore generato dal vento*”.

Il miglior fit dell’andamento del rumore è allora dato dalla somma di due funzioni, di cui una costante:

$$L = A \cdot \log(v) + B$$

dove L rappresenta il livello sonoro, A e B sono due costanti e v è la velocità del vento a 10 metri di altezza dal suolo misurata in prossimità dell’aereogeneratore. L’andamento logaritmico è stato preferito a quello polinomiale di secondo grado, anch’esso sufficientemente descrittivo. Se la misura è a lungo termine, una divisione dei dati in periodo notturno e diurno, oltre a essere necessaria per motivi legislativi, permette di ridurre la dispersione dei punti nel grafico.

In realtà, durante una misura sul campo come quella nella figura, molti parametri possono influenzare i valori portando a dati inattesi ed errati, che rendono impossibile la riproducibilità dei risultati in due misure identiche poste nello stesso luogo [59].

Queste sono le conclusioni portate dall’autore nel vedere come molti punti nel grafico risultino lontani dal best fit; effettivamente però, non tutti i dati “esterni” sono da scartare o da ritenere errati, perché sono altri i problemi che una misura di rumore ambientale di questo tipo si porta con sé e che il lavoro proposto in questa tesi ha cercato di risolvere, quali una corretta eliminazione degli eventi spuri, una corretta scelta dei parametri da utilizzare, una corretta posizione della strumentazione, ecc.

Capitolo 4

La procedura per l'acquisizione e l'elaborazione dei dati

In questo capitolo viene trattata in dettaglio la messa a punto della proposta di metodiche specifiche per la caratterizzazione dei livelli di rumore ambientale e prodotto da impianti eolici in esercizio da inserire in un contesto di norme tecniche e legislative per la valutazione dell'impatto del rumore eolico sui recettori vicini e il territorio circostante. Sono riportate le procedure messe a punto in questo lavoro che sono state proposte ad ISPRA e successivamente viene descritto il modo come si è arrivati ad esse, giustificando le scelte dei parametri utilizzati.

La procedura di analisi proposta permette di ricreare analiticamente, a partire dai dati misurati, il valore del livello di emissione e quello del livello di rumore della vegetazione, e di ricostruire il livello di rumore complessivo mediante il quale valutare, inoltre, il livello differenziale in funzione del vento a terra.

Le proposte fatte si basano sull'analisi e l'elaborazione dei dati di rumore, vento in quota, vento a terra e di impostazione operativa degli impianti acquisiti durante una serie di campagne di misure in continua di vento e rumore della durata di 64 giorni (dal 19/10/2010 al 13/01/2011) presso il parco eolico "La miniera" nel comune di Montecatini val di Cecina (PI).

4.1 Procedura di misura dell'impatto acustico di un impianto eolico

4.1.1 Strumentazione

La strumentazione utilizzata nelle misure condotte è costituita da:

1. catena fonometrica e calibratore di classe 1 conforme alle norme tecniche internazionali IEC-61672 [78] e IEC-60942 [79];
2. cuffia antivento con $d \geq 90 \text{ mm}$ [80];
3. sistema di registrazione audio con impostazione di soglia per eventi sonori anomali;
4. centralina meteo con acquisizione di:
 - pioggia (risoluzione $\leq 0,2 \text{ mm}$);
 - velocità vento (risoluzione $\leq 0,5 \text{ m/s}$);
 - direzione vento (risoluzione $\leq 3^\circ$);
 - temperatura (risoluzione $\leq 0,2^\circ \text{ C}$).

4.1.2 Acquisizione dati

1. *Dati minimi da acquisire con la misurazione:* L_{Aeq} (1"); L_{A90} ; velocità (media) e direzione (moda) del vento in intervalli di 10'; pioggia; temperatura (max in 10').
2. *Dati da acquisire dal gestore dell'impianto:* velocità e direzione vento al rotore in intervalli di 10'; velocità di rotazione delle pale per ogni rotore in intervalli di 10'; temperatura al rotore.

I dati acquisiti dovranno essere elaborati in intervalli di 10'. Si definisce “*intervallo minimo di misurazione*” un periodo di misura di 10'.

Per “*dato di misura*” si intende l'insieme dei valori assunti dai seguenti parametri in un periodo di 10': L_{Aeq} ; L_{A90} ; velocità e direzione del vento al suolo; pioggia; temperatura al suolo; velocità e direzione vento al rotore; velocità di rotazione delle pale; temperatura al rotore.

4.1.3 Condizioni di misura

4.1.3.1 Posizionamento della strumentazione di misura

In linea generale, le misurazioni in esterno devono essere effettuate in luoghi che siano rilevanti per la valutazione dell'impatto del rumore delle turbine eoliche nelle zone contenenti i ricettori. Ogni punto entro un'area di 30 *m* da un edificio ricettore e in direzione del parco eolico può essere una posizione di misura valida. Si deve prestare attenzione affinché il punto di misura non sia schermato, rispetto alla sorgente eolica, dall'edificio o da altre strutture. Altre condizioni da rispettare sono di seguito sintetizzate.

- *Ambiente Esterno, misure in condizioni di **campo libero**:*
 - Postazione di misura: la distanza del microfono da superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti deve essere di almeno 5 *m*. Posizionare la sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 *m* da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni.
 - Altezza di microfono: 1,5 ÷ 2,0 *m* dal suolo.
 - Altezza sonda meteo: 3,0 *m* dal suolo.
- *Ambiente Esterno, misure in **prossimità del ricettore**:*
 - Postazione di misura: posizionare il microfono ad 1 *m* di distanza dalla facciata dell'edificio rivolta verso la sorgente eolica, lontano almeno 5 *m* da altre superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti. Posizionare la sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 *m* da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni.
 - Altezza di microfono: 4,0 *m* dal suolo.
 - Altezza sonda meteo: 3,0 *m* dal suolo.
- *Ambiente Interno, misure esclusivamente a **finestra aperta**:*
 - Postazione di misura: posizionare il microfono come specificato dal D.M. 16/03/98 [81]. Posizionare la sonda meteo in esterno il più vicino possibile alla finestra dell'ambiente di misura ma sempre ad almeno 5 *m* da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni.

- Altezza di microfono: Come da D.M. 16/03/98 [81].
- Altezza sonda meteo: 3,0 m dal suolo.

4.1.3.2 Utilizzo di una superficie riflettente

Al fine di standardizzare gli effetti di eventuali riflessioni da superfici riflettenti più o meno vicine, in molti casi può essere utile eseguire le misurazioni utilizzando delle tavolette di materiale acusticamente rigido con caratteristiche di riflessione note. I vantaggi dell'utilizzo della tavoletta, riportati nelle raccomandazioni pratiche della Svezia [82], "*Measurement of noise immission from wind turbines at noise receptor locations*", sono:

1. riduzione dell'influenza delle riflessioni da superfici verticali poste dietro la tavoletta;
2. miglioramento del rapporto segnale su rumore nella misura della componente di rumore residuo (soprattutto se ci sono sorgenti dietro la tavoletta);
3. miglioramento del rapporto segnale su rumore in relazione a possibili influenze generate da turbolenze del vento attorno al microfono.

Per quanto riguarda le indicazioni generali, vale quanto descritto al punto precedente. Si sottolinea che le misure con tavoletta si eseguono esclusivamente in ambiente esterno.

- *Misure in condizioni di **campo libero**:*

la tavoletta deve essere rettangolare di dimensioni minime $1,5 \times 1,8 m$; deve essere piatta e costituita di materiale acusticamente rigido, ad esempio un pezzo di compensato o pannelli di truciolato rigido di spessore $\geq 12 mm$. La tavola deve essere posizionata in verticale (entro un angolo di $\pm 5^\circ$) con i lati più grandi paralleli al terreno. La normale alla superficie della tavoletta deve essere direzionata verso il centro della torre eolica acusticamente più influente (entro un angolo di $\pm 10^\circ$). Il microfono deve essere inserito in un foro posto 0,1 m sopra il centro esatto della tavola, in maniera tale che il diaframma sia parallelo alla piastra e che non sporga dalla tavoletta, come mostrato in figura 4.1.

- Postazione di misura: come punto precedente.
- Altezza di microfono e sonda meteo: come punto precedente.

- *Misure in **prossimità del ricettore**:*

la tavoletta deve essere rettangolare di dimensioni minime $0,5 \times 0,7\text{ m}$; anche in questo caso deve essere piatta e costituita di materiale acusticamente rigido, di spessore compreso tra 12 e 30 mm . La tavoletta deve essere posizionata sulla facciata esterna dell'edificio in direzione della sorgente. Il microfono deve essere collocato con l'asse parallelo alla tavoletta, come mostrato in figura 4.2, ad una distanza minima di 100 mm dai bordi e dalle linee di simmetria.

- Postazione di misura: La tavoletta deve essere posizionata sulla facciata esterna dell'edificio in direzione della sorgente in modo tale che la distanza tra la facciata della tavoletta su cui è poggiato il microfono e la facciata dell'edificio sia $\leq 30\text{ mm}$. Posizionare la sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 m da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni.
- Altezza di microfono: Il microfono deve posto essere al massimo a 0,75 m dagli angoli della facciata dell'edificio, dalle finestre o aperture, e ad almeno 1 m dal soffitto e ad 1,5 m dal suolo.
- Altezza sonda meteo: 3,0 m dal suolo.

4.1.4 Scelta dei periodi di misura

I dati di rumore non influenzati da pioggia o eventi anomali devono essere raccolti per un periodo sufficiente a coprire gli intervalli di velocità e direzione del vento tipici per il sito eolico. Può essere considerato sufficiente un insieme di circa 2000 intervalli minimi di misurazione utili (minimo 2 settimane continuative) dei quali almeno 500 dovrebbero corrispondere alle condizioni di direzione del vento più gravose (dalla sorgente verso il ricettore). Nel caso in cui ciò non fosse possibile, la misurazione dovrebbe essere prolungata fino al raggiungimento dei 500 dati richiesti. La corretta verifica della conformità dell'impianto eolico richiede che sia eseguita la procedura di raccolta dei dati di rumore quando il parco è operativo ma comprensivo di periodi in cui gli aerogeneratori sono fermi (di solito ciò avviene anche per esigenze operative dell'impianto). Per raccogliere il numero di dati necessario nelle condizioni richieste può essere utile riferirsi agli studi statistici di ventosità del sito e alle previsioni meteo per eseguire il monitoraggio nei periodi in cui la probabilità di direzione del vento più gravosa è sufficientemente elevata. Se la raccolta dei dati di rumore nelle condizioni di vento più gravose richiede un monitoraggio per un tempo irragionevolmente lungo, può essere accettabile una minore quantità di dati (generalmente poche centinaia di intervalli minimi) in grado di fornire, però, una forte correlazione tra il rumore residuo e la velocità del vento. Al fine di non imbattersi in condizioni

meteo (gradienti di vento e temperatura) tali da influire in modo sostanziale sulla propagazione del rumore (prevalenza di condizioni sfavorevoli) o da invalidare troppi dati di misura (presenza di precipitazioni e neve), è opportuno non eseguire le misure nei mesi invernali o estivi (i periodi da preferire, secondo l'Appendice A della ISO 1996-2 [62], sono: *15 febbraio ÷ 15 Aprile; 15 Agosto ÷ 15 Novembre*).

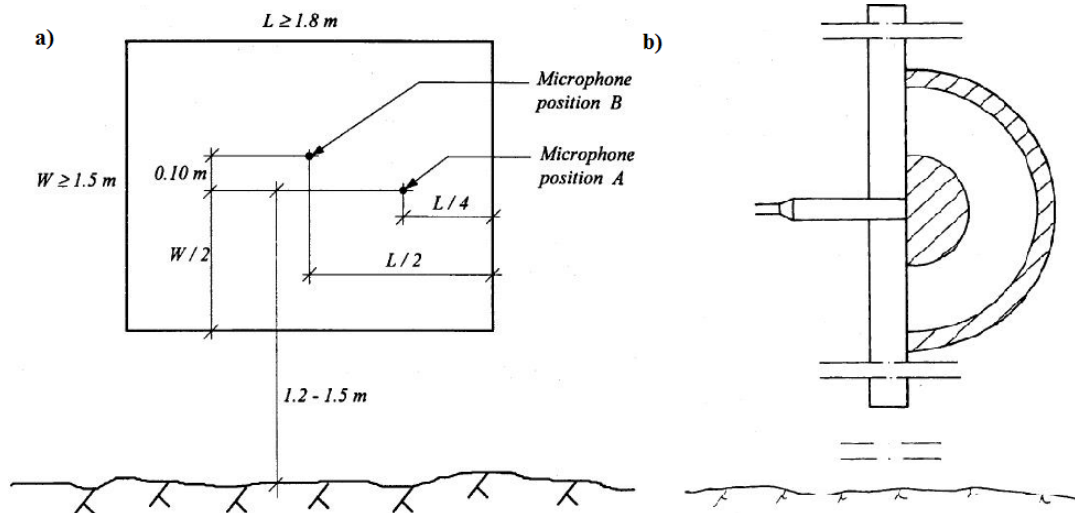


Figura 4.1: Posizione del microfono sulla tavoletta grande: visuale frontale a) e visuale di taglio b) [82].

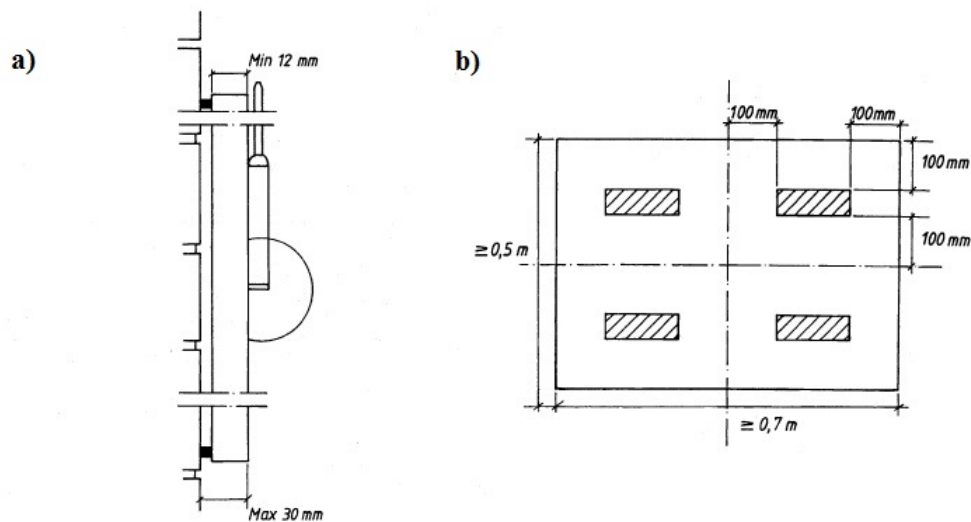


Figura 4.2: Posizione del microfono sulla tavoletta piccola: visuale di taglio a) e visuale frontale b) [82].

4.2 Descrizione dell'impianto

Il parco eolico "La miniera" è stato scelto come sito di messa a punto della proposta di metodiche specifiche per la caratterizzazione dei livelli di rumore ambientale

e prodotto da impianti eolici in esercizio, perché è attualmente il più grande fra quelli installati nella provincia di Pisa ed ha le caratteristiche necessarie per lo scopo. L'impianto è ubicato ad un'altitudine di circa 570 metri s.l.m. a Nord-Ovest del centro abitato di Montecatini Val di Cecina (PI) da cui dista circa 1200 m. Il territorio circostante l'impianto, ad orografia prevalentemente collinare irregolare, risulta a tratti boschivo, con scarsità di colture agricole. I ricettori significativi sono disposti lungo la strada di collegamento tra le località "La miniera" e "Miemo". Nell'area non sono presenti ulteriori sorgenti industriali. Lo stato impiantistico è costituito da n. 6 aerogeneratori modello Leitwind 77 1,5 IEC IIIa, disposti in senso nord-ovest sud-est lungo la sommità dei principali rilievi (M. Massi. , Poggio ai Fiori ecc.), con le coordinate Gaussiane riportate in tabella 4.1

Aerogeneratore	Coordinate geografiche	
	N	E
WTG-1	43° 23' 35,92"	10° 43' 51,80"
WTG-2	43° 23' 39,79"	10° 43' 42,78"
WTG-3	43° 23' 35,25"	10° 43' 53,53"
WTG-4	43° 23' 41,82"	10° 43' 49,56"
WTG-5	43° 24' 25,00"	10° 43' 05,14"
WTG-6	43° 24' 30,92"	10° 43' 57,45"

Tabella 4.1: Coordinate geografiche degli aerogeneratori del parco eolico "La miniera".

Ogni aerogeneratore ha una potenza nominale di 1,5 *MW* e le seguenti caratteristiche costruttive:

- tripala ad asse orizzontale;
- controllo passo della pala (pitch);
- generatore in presa diretta con il rotore;
- altezza rotore: 61,5 *m*;
- lunghezza pala: 38,5 *m*.

La potenza sonora di ciascun aerogeneratore, secondo quanto riportato nel "*Controllo acustico in fase di esercizio*" a cura della ditta che gestisce l'impianto, è di 102 *dB(A)* e di 73,3 *dB(A)* per il trasformatore. In bande di terze d'ottava, lo spettro di emissione sonora è riportato in tabella 4.2.

Hz	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630
$dB(A)$	75,6	77,0	77,6	79,2	82,7	86,4	95,7	90,4	91,9	91,8	92,5	92,7
kHz	0,8	1	1,25	1,6	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8	10
$dB(A)$	91,5	89,9	89,0	87,7	85,0	80,6	66,1	68,3	65,1	63,1	61,7	61,6

Tabella 4.2: Spettro di emissione sonora in bande di terze d'ottava di un aerogeneratore tipo del parco eolico "La miniera".

4.3 La campagna di misura

Per effettuare gli studi sono state effettuate cinque serie di misure in continua in prossimità di recettori sensibili, ritenuti quelli maggiormente esposti al rumore prodotto dall'impianto.

I siti di misura, denominati "Palareta", "Provinca", "Scapiccioli" sono raffigurati nell'immagine 4.3.

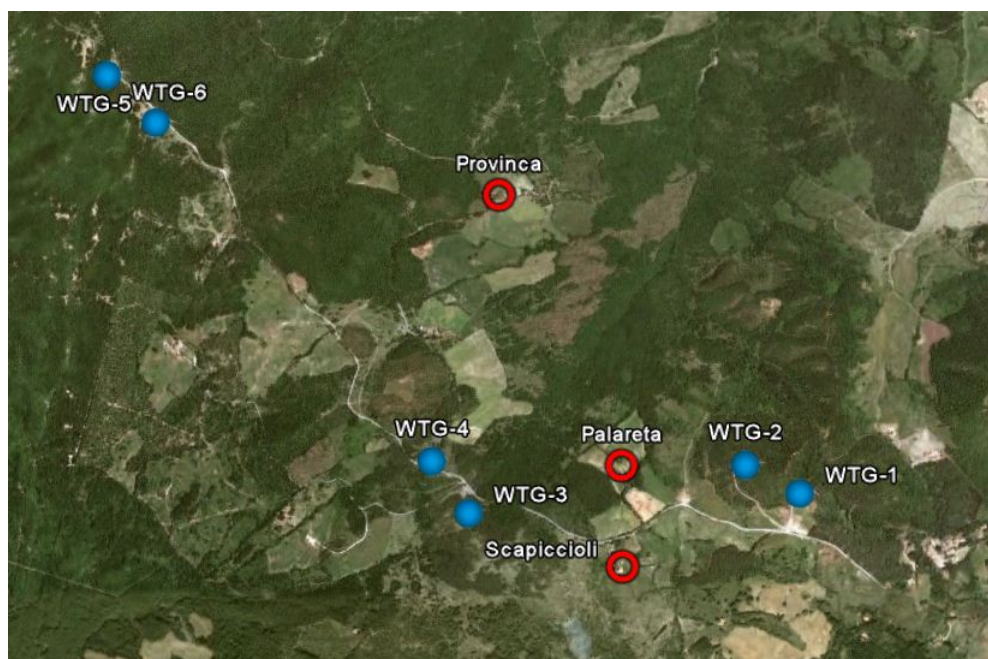


Figura 4.3: Posizione dei punti di misura a "La miniera".

La totalità delle misure ha avuto una durata di 64 giorni, coprendo il periodo temporale che va dal 19/10/2010 al 13/01/2011; i periodi di ogni singola misura sono riportati in tabella 4.3.

Sito	Periodo
Palareta	19/10/2010-19/11/2010
Provinca	22/10/2010-24/11/2010
Provinca 2	24/11/2010-12/12/2010
Scapiccioli	24/11/2010-15/10/10
Scapiccioli 2	22/12/2010-12/01/2010

Tabella 4.3: Siti e periodi di misura effettuati presso il parco eolico “La miniera”.

Come è possibile vedere dal piano comunale di classificazione acustica del territorio, evidenziato per l'area d'interesse in figura 4.4, approvato dal Comune di Montecatini Val di Cecina, i siti di misura sono tutti in classe classe 3, “*aree di tipo misto*”, eccezion fatta per “Scapiccioli” che è in classe 4, “*aree di intensa attività umana*”, i cui limiti sono descritti in appendice A.

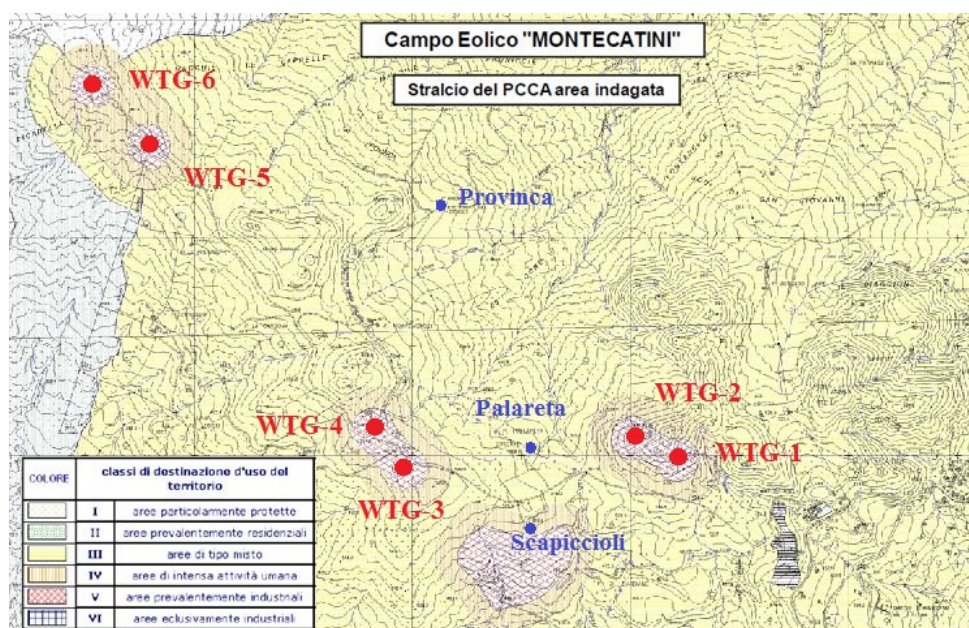


Figura 4.4: Piano comunale di classificazione acustica (PCCA) della zona di interesse.

Tutte queste misure sono state effettuate rispettando quanto proposto nella “*Procedura di misura dell’impatto acustico di un impianto eolico*” ed in particolare per il caso “*ambiente esterno, misure in condizioni di campo libero*”:

- misura effettuata entro un’area di 30 *m* dall’edificio ricettore, non schermata e situata in direzione del parco eolico rispetto all’edificio stesso;
- distanza del microfono da superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti di almeno 5 *m*, ma entro 30 *m* dal ricettore sensibile;

- sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 *m* da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni;
- altezza di microfono a 4 *m* dal suolo;
- altezza della sonda meteo a 3 *m* dal suolo;
- periodo di acquisizione di almeno 2000 intervalli.

I dati fonometrici acquisiti sono stati elaborati con specifico software di analisi acustica: l'operazione di analisi della misura è volta alla eliminazione di eventi anomali o di periodi con condizioni climatiche tali da invalidare la misura ai sensi del Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16/03/1998, allegato B [87]. Questa è risultata una lenta procedura dato che, in luoghi ameni come questi, il livello di rumore residuo è davvero basso, tale che ogni evento anche a lunga distanza risulta visibile nell'andamento temporale dei livelli sonori.

Le due immagini seguenti riportano, a titolo di esempio, l'andamento temporale del livello sonora in periodi in cui sono presenti eventi anomali (figura 4.5) oppure in cui il rumore sia dato esclusivamente dalla somma del rumore della vegetazione e quello della sorgente (figura 4.6).

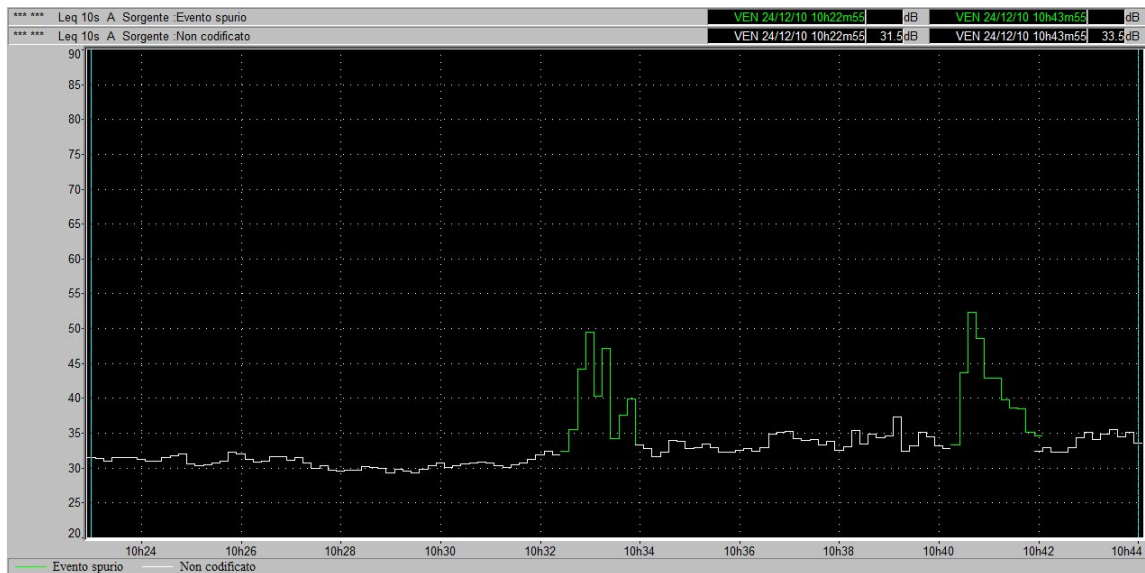


Figura 4.5: Esempio di eventi anomali evidenziati in verde nel profilo temporale elaborato con il programma “dB Trait”.

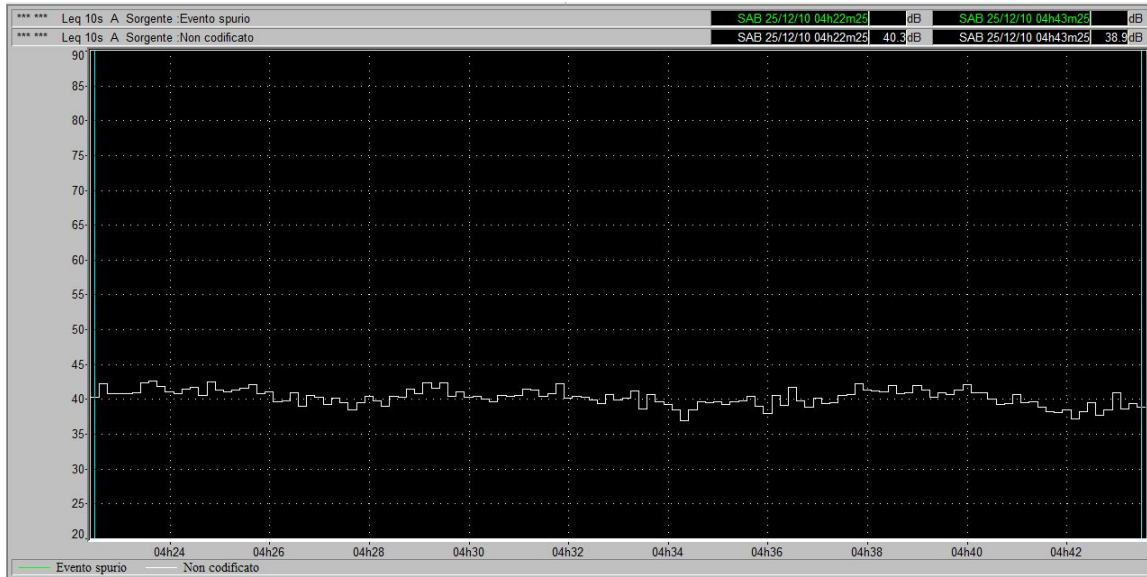


Figura 4.6: Esempio di periodo senza eventi spuri nel profilo temporale elaborato con il programma “dB Trait”.

Nel primo caso il passaggio di veicoli ad una certa distanza dal microfono genera la presenza di picchi che devono essere marcati ed eliminati, mentre nel secondo caso si nota come, in assenza di eventi spuri, l'andamento temporale del rumore è tendenzialmente piatto, poiché la sorgente e la vegetazione modificano esclusivamente il rumore residuo del grafico.

Per l'acquisizione in continua dei dati di rumore sono stati utilizzati due diversi strumenti di monitoraggio di rumore ambientale in dotazione al dipartimento ARPAT di Pisa. La descrizione delle varie componenti degli apparati strumentali è riportata in tabella 4.4.

TIPOLOGIA	COMPONENTE	MODELLO
centralina NORSONIC 1	Microfono	RION UC-53A (sn90759)
	Preamplificatore	Norsonic N-1201 (sn25412)
	Analizzatore di spettro	Norsonic 121 (sn 23090)
centralina NORSONIC 2	Microfono	Norsonic N-1225 (sn14387)
	Preamplificatore	Norsonic N-1201 (sn25432)
	Analizzatore di spettro	Norsonic 121 (sn 23035)
centralina NORSONIC	Microfono	RION UC-53A (sn90863)
	Preamplificatore	Norsonic N-1201 (sn23704)
	Analizzatore di spettro	Norsonic 121 (sn 23016)
centralina SOLO	Microfono	01dB MK 250 (sn 7025)
	Preamplificatore	01dB PRE 21S (sn 12957)
	Fonometro	01dB BluSOLO (sn 60237)

Tabella 4.4: Strumentazione utilizzata per le misure effettuate presso il parco eolico “La miniera”.

La testa di misura, costituita dal microfono e dal preamplificatore e provvista di cuffia antivento, è montata sopra un'asta di lunghezza tale da consentire al microfono di trovarsi all'altezza di circa 4 metri dal suolo. Prima e dopo ogni rilevamento la catena strumentale è stata calibrata con apposito calibratore esterno di classe 1 (mod. CAL 21 s.n. 51031037 tarato il 17/11/09, cert. 4074, centro SIT 146); la differenza tra le due calibrazioni è risultata inferiore a $0,5 \text{ dB}(A)$. La centralina SOLO e NORSONIC sono in grado di memorizzare file audio al fine di registrare eventi sonori, impostando un valore di soglia al di sopra del quale viene avviata automaticamente la registrazione del segnale. Utilizzando adeguati valori di soglia è possibile individuare, e quindi eliminare, eventi sonori anomali che porterebbero ad un calcolo di non rappresentativo delle ordinarie caratteristiche acustiche del sito di misura.

Il monitoraggio dei dati meteorologici (precipitazioni, velocità del vento, umidità e temperatura) è stato effettuato localmente con una centralina meteo montata unitamente alla centralina NORSONIC.

4.4 Le prime analisi effettuate

Secondo quanto previsto dalla normativa italiana, in particolare nel D.P.C.M. 14/11/97 [88], uno dei parametri da valutare per determinare l'impatto acustico di una sorgente presso un determinato ricettore, è il livello differenziale di rumore (L_D) nei casi in cui questo risulta applicabile. L_D è definito come la differenza algebrica tra il livello di rumore ambientale ed il livello di rumore della vegetazione. Il livello di rumore ambientale è costituito a sua volta dalla somma energetica tra il livello di emissione e il livello di rumore residuo (che nel caso in questione è dovuto al rumore della vegetazione).

Dato che lo scopo della procedura proposta in questo lavoro è quello di fornire una procedura per la valutazione dell'impatto acustico di un impianto eolico da inserire in un contesto normativo nazionale, è necessario riuscire a ricostruire il livello di emissione sonora dell'impianto e il livello di rumore residuo presso il ricettore, a partire dalle misure di livello di rumore ambientale.

La scelta del miglior parametro descrittore del rumore è ricaduta sul livello sonoro statistico L_{A90} , cioè il livello che viene superato nel 90% dell'intervallo di misura, invece del livello sonoro equivalente L_{Aeq} che è mediato su tutto il periodo di misura; entrambi sono da considerarsi a seguito della ponderazione A. Il motivo di tale scelta risulta evidente se si guarda l'ingrandimento di un grafico dell'andamento temporale del rumore, riportato in figura 4.7. Si può infatti notare come l' L_{A90} (linea verde)

segua con molti meno picchi l'andamento del vento rispetto al L_{Aeq} (linea blu), segno che questo tipo di livello percentile è un parametro più stabile e che risente meno di oscillazioni rispetto all'altro. La differenza sta nel fatto che l' L_{A90} , per come è definito, trascura il 10% dei casi in cui il rumore è più elevato risultando, quindi, sempre più basso del L_{Aeq} . Entrambi i parametri sono descrittori di un rumore ma, per come sono definiti, non è possibile paragonare questi due valori fra loro: è come se fossero dimensionalmente differenti, nonostante si misurino entrambi in $dB(A)$. L'assunzione che viene effettuata in questo lavoro è che, appunto, si possa considerare il valore di L_{A90} come corretto sostituto del L_{Aeq} .

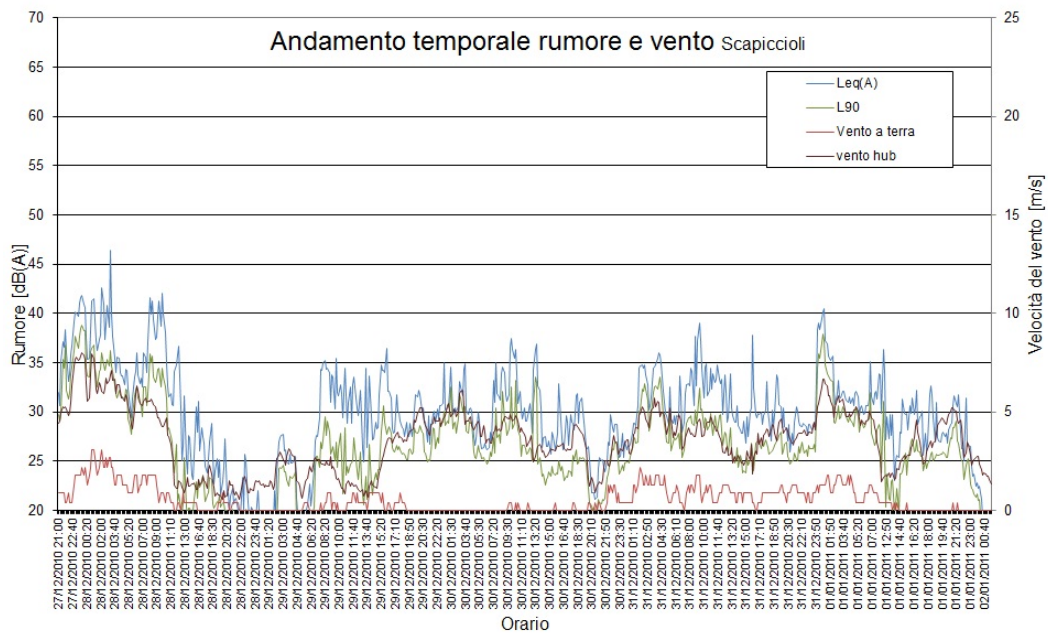


Figura 4.7: Ingrandimento di una parte dell'andamento temporale del rumore e delle velocità del vento a Scapiccioli.

Le modalità di misura proposte nella *“Procedura di misura dell’impatto acustico di un impianto eolico”* sono state scelte dopo aver preso in considerazione le norme vigenti in Italia per le misure di rumore e tenendo conto di quelle poche presenti in ambito internazionale: Svezia [82], Nuova Zelanda [84], Australia [83], Inghilterra [85].

Una delle differenze della procedura di misura rispetto altri metodi è l'altezza a cui posizionare l'anemometro per effettuare le misure nel caso di *“ambiente esterno e misure in condizioni di campo libero”*. L'altezza della sonda meteo è stata posta a 3 m dal suolo, ai sensi delle norme ISO 9613-2:1996 [62] e ISO 1996-2:2007 [63], e non a 10 m come nelle norme degli altri stati e nel calcolo della potenza sonora di un aerogeneratore con il metodo proposto dalla norma tecnica CEI EN 61400-11 [43].

La misura della velocità del vento è opportuno che sia effettuata il più vicino possibile al microfono invece di basarsi su misure del vento effettuate a 10 m o di utilizzare le misure di vento effettuate ad altezza dell'aerogeneratore, utilizzando poi le equazioni del profilo verticale delle velocità del vento per ricondursi alla velocità a terra. Come già è stato detto, a 10 m il vento risente ancora degli effetti dell'attrito con il suolo, comportando una inaffidabilità di conversione, soprattutto se in presenza di terreno complesso. Per questo motivo, nel metodo proposto si è deciso di evitare passaggi inutili che possono solo aumentare le incertezze e di utilizzare due distinte misure della velocità del vento: quella a terra effettuata dall'operatore e quella in quota fornita dal gestore dell'impianto.

La più grande difficoltà in misure di questo tipo è causata dal wind shear in terreno complesso, con la seguente impossibilità di fornire una descrizione analitica accurata della relazione fra vento in quota e vento a terra. Un prova di questo è data dal grafico di figura 4.8 effettuato con i dati relativi alla misura "Scapiccioli 2", in cui si mette in relazione il vento misurato all'altezza dell'aerogeneratore (54 m di altezza relativa al punto di misura più $61,5\text{ m}$ di altezza del rotore) con quello misurato a terra.

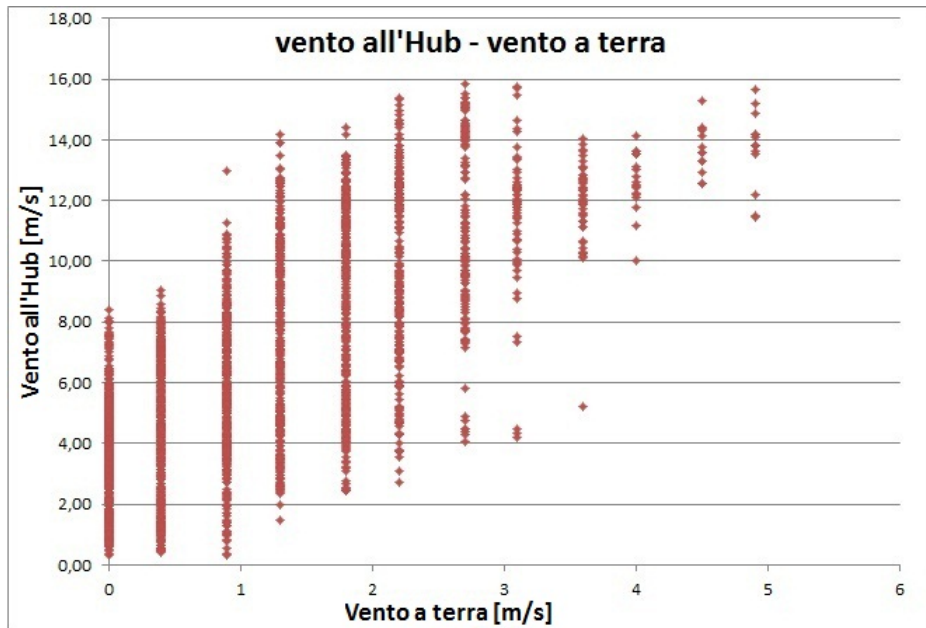


Figura 4.8: Dispersione della velocità del vento misurato all'hub con la velocità del vento misurata al ricettore a Scapiccioli.

Si vede bene come ad alte velocità del vento a terra corrispondono alte velocità anche in quota, ma quando la velocità a terra diminuisce si ha un aumento dei possibili valori corrispondenti del vento in quota, con una dispersione che arriva anche a 12 m/s . Ad esempio, con un vento a terra di $1,3\text{ m/s}$ si può avere un vento in quota che varia dai 2 ai 14 m/s e viceversa, mentre ad un vento a terra di $4,6$

m/s corrisponde un vento in quota che varia solamente da 12 a 15 m/s . Questo si traduce in una impossibilità di legare analiticamente fra loro, in modo accurato, le velocità del vento alle varie altezze prossime alla superficie.

Dato che il grafico di figura 4.8 è effettuato con tutti i dati senza gli eventi spuri, sono state fatte delle prove per vedere se questa differenza fosse associabile ad altri fattori non considerati: direzione di provenienza del vento in quota e separazione in periodo diurno e notturno. La separazione nei periodi temporali è riportata nei grafici di figura 4.9.

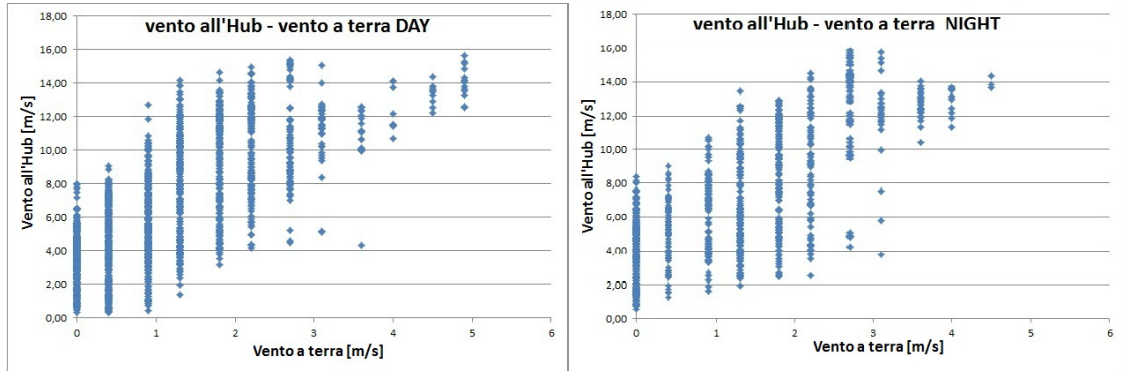


Figura 4.9: Velocità del vento misurato all'Hub e velocità del vento misurata al ricettore per i periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

Come si può facilmente vedere, non è stato riscontrato alcun miglioramento nella dispersione dei valori per merito della separazione in periodo diurno e notturno. L'altra prova effettuata, riportata in figura 4.10 è stata di mantenere questi periodi temporali separati e considerare solamente i dati con la direzione del vento predominante ($\pm 30^\circ$ della direzione fra sorgente e ricettore).

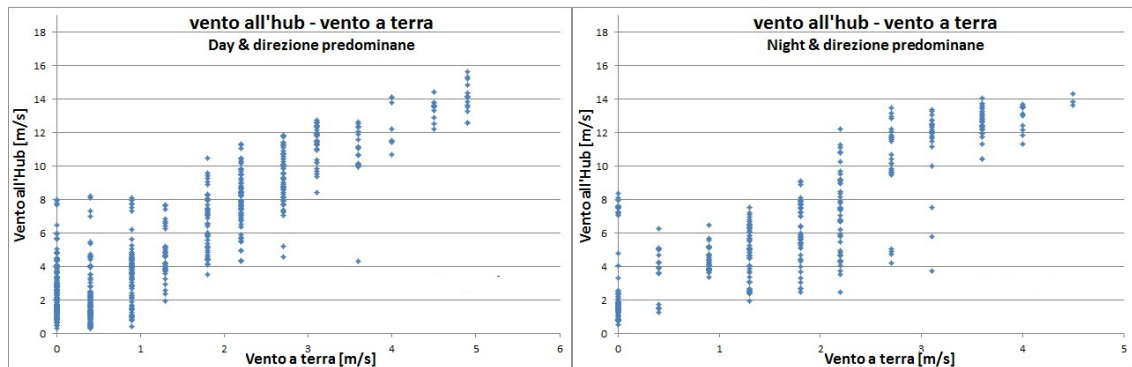


Figura 4.10: Velocità del vento misurato all'Hub e velocità del vento misurata al ricettore per i periodi diurno e notturno con direzione predominante a Scapiccioli.

In questo caso un miglioramento alla dispersione c'è stato, merito anche della minore quantità di dati rimasti dopo i filtro sulla direzione; la dispersione rimanente, dell'ordine degli 8 m/s soprattutto alle basse velocità del vento, è segno che

l'origine del problema non è nei fattori considerati, ma è effettivamente da cercarsi nell'orografia del sito.

Tornando al problema del rumore, si è cercato di capire a quale parametro effettivamente legare i valore di L_{A90} misurati per fornire delle relazioni analitiche accurate. Si è già visto in figura 4.9 come non è possibile trovare un'espressione efficiente che leghi vento a terra con vento in quota, i due fenomeni fisici responsabili della generazione delle due componenti del rumore misurate al ricettore: la prima è causa del rumore della vegetazione e la seconda del rumore prodotto dagli aerogeneratori. Se fosse stato possibile determinare una relazione diretta fra queste due velocità del vento, sarebbe stato sufficiente acquisire una sola misura di vento a terra con cui si sarebbe potuto determinare il vento in quota o viceversa.

Si è quindi graficato i valori di L_{A90} in funzione dei parametri vento a terra, vento in quota e velocità del rotore, per cercare di ottenere delle relazioni ben precise. Le dispersioni dei valori di rumore ottenute per il sito di misura "Scapiccioli 2" sono riportate a titolo di esempio nelle figure 4.11, 4.12, 4.13.

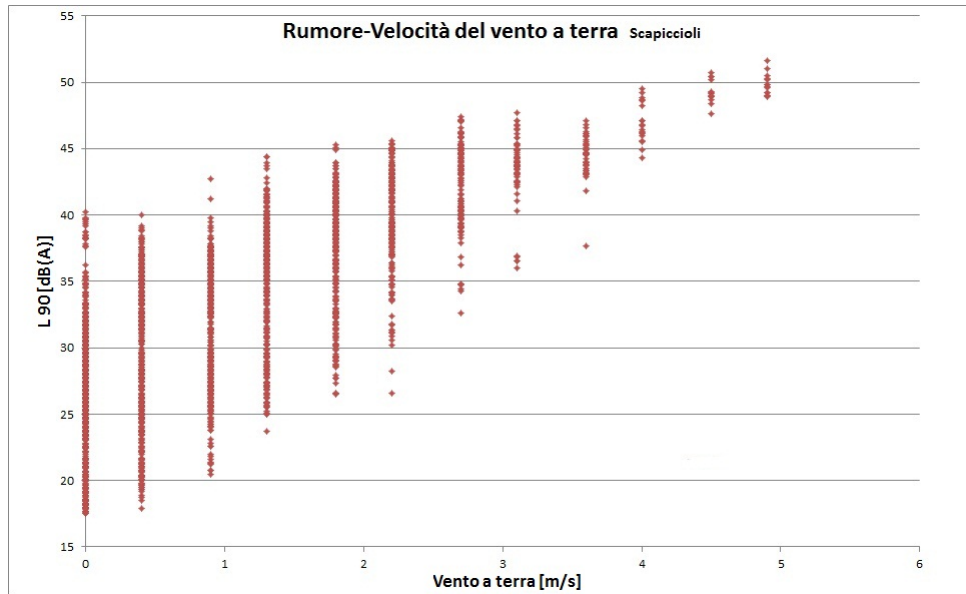


Figura 4.11: Dispersione del rumore con la velocità del vento a terra a Scapiccioli.

Il grafico del rumore in funzione del vento a terra di figura 4.11 mostra un andamento crescente, ma la dispersione è troppo grande per poter estrarre una informazione verosimile; la causa di ciò è da ricercarsi nel grafico della dispersione del vento in quota con quello a terra di figura 4.10, per cui risulta evidente come la grossa variabilità del rumore alle basse velocità del vento corrisponde alla grossa variabilità che il vento a terra ha con il vento in quota proprio a quelle velocità. Questo si traduce, di fatto, nella grossa variabilità del rumore misurato alle basse velocità del vento a terra, dove i più elevati valori di rumore sono quelli corrispondenti ai periodi in cui il vento è alto in quota, quindi è molto impattante la componente

al rumore portata dall'aerogeneratore. Sono proprio questi i periodi di maggiore impatto acustico perché, nonostante i livelli misurati non siano altissimi, il rumore di mascheramento della vegetazione è praticamente nullo ma quello della sorgente è circa al suo massimo. Il conseguente probabile superamento del livello differenziale in questi intervalli ha portato all'idea del calcolo del differenziale in funzione del vento a terra.

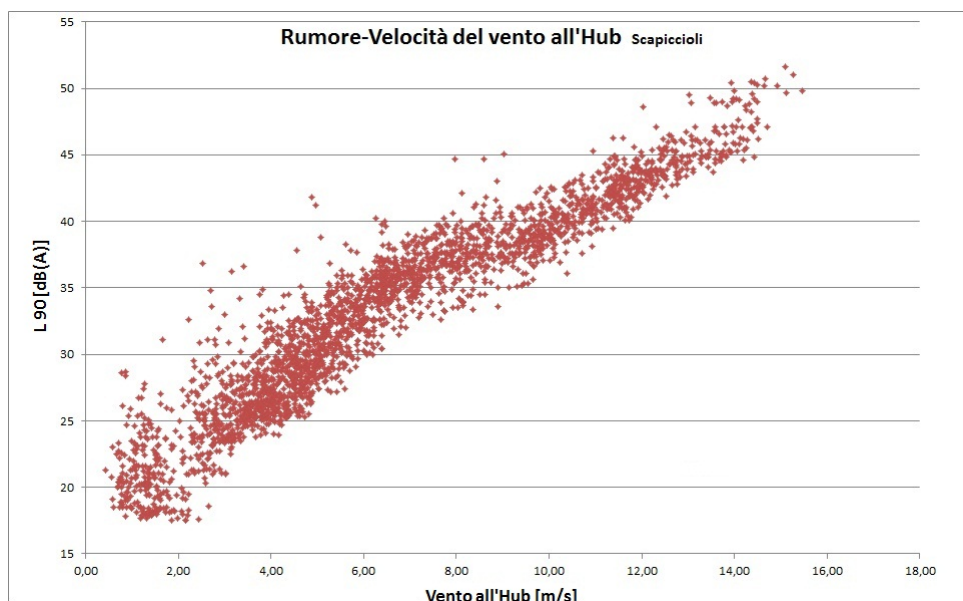


Figura 4.12: Dispersione del rumore con la velocità del vento all'hub a Scapiccioli.

Il grafico del rumore in funzione del vento in quota di figura 4.12 presenta, invece, un andamento ben delineato e senza eccessiva dispersione, ad eccezione di alcuni punti esterni. Questo parametro però non è effettivamente descrittore del rumore prodotto, dato che per tutti i principi visti nei capitoli iniziali, il rumore prodotto da un aerogeneratore è funzione della velocità di rotazione delle pale, che presenta una relazione ben determinata con il vento in ingresso. È vero, infatti, che il vento è la forzante delle pale, ma queste sono controllate elettronicamente dal gestore dell'impianto: ci possono essere dei periodi dove l'aerogeneratore è fermato meccanicamente ma la velocità del vento rimane alta, c'è il fattore del cut-in per cui le pale iniziano a girare dopo una determinata soglia di velocità del vento e c'è anche una velocità limite per cui le pale vengono limitate a girare ad una velocità costante. Tutto questo ci dice, appunto, che legare il rumore della sorgente al vento in quota non è la scelta giusta. Inoltre, è vero che l'andamento del grafico di figura 4.12 ha una bassa dispersione, ma il rumore graficato non è ancora l'emissione, ma il rumore ambientale misurato comprendente anche il rumore prodotto dalla vegetazione, che è generato dal vento a terra ma è comunque legato al vento in quota.

Per questo motivo, la relazione che il rumore ha con la rotazione delle pale è ben più complessa e meglio descritta dal grafico effettuato usando la velocità di rotazione

delle pale dell'aerogeneratore 2 a "Scapiccioli" e riportato a titolo di esempio in figura 4.13.

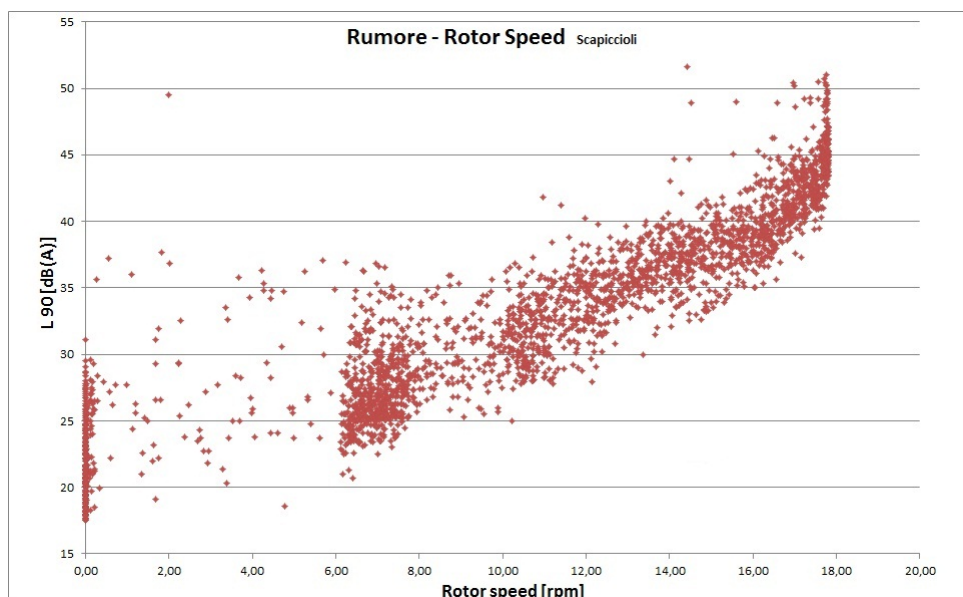


Figura 4.13: Dispersione del rumore con la velocità di rotazione delle pale a Scapiccioli.

Fra la rotazione delle pale di un determinato aerogeneratore e il vento misurato ad altezza del rotore vi è effettivamente una relazione ben determinata, come si può notare dal grafico della dispersione dei dati forniti dal gestore:

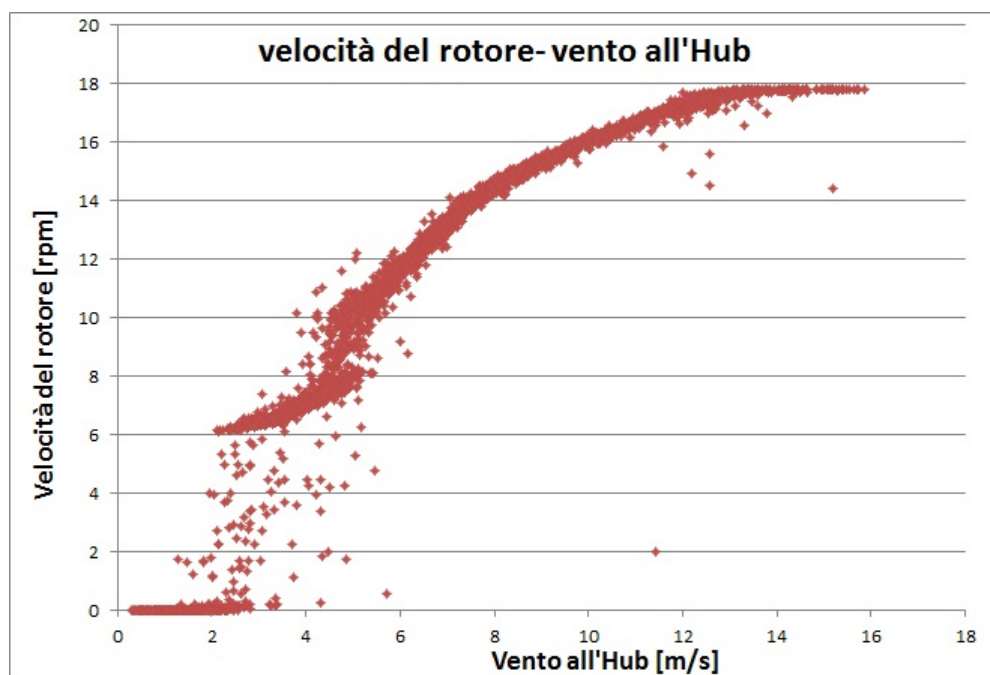


Figura 4.14: Dispersione della velocità di rotazione delle pale con la velocità del vento all'hub per l'aerogeneratore 2 a Scapiccioli.

L'andamento di figura 4.14 è invariante rispetto al periodo temporale in cui sono acquisiti i dati, segno che è estraibile una relazione ben precisa corrispondente al regime di funzionamento del macchinario, comprendente dei periodi in cui la rotazione è stata vincolata. La relazione analitica può essere cercata con un fit di tipo esponenziale su tutti i dati, ottenendo una relazione del tipo:

$$f(x) = a - b \cdot e^{-c \cdot x}$$

con coefficienti, al 95% di intervallo di confidenza, pari a $a = 20,86$, $b = 25,82$ e $c = 0,16$ ed un valore di bontà del fit $R^2 = 0,983$.

Non considerando la parte iniziale e finale del grafico, in cui l'andamento è costante, si può effettuare il fit solamente nell'intervallo di valori per $2,5 < x < 12$, come mostrato in figura 4.15.

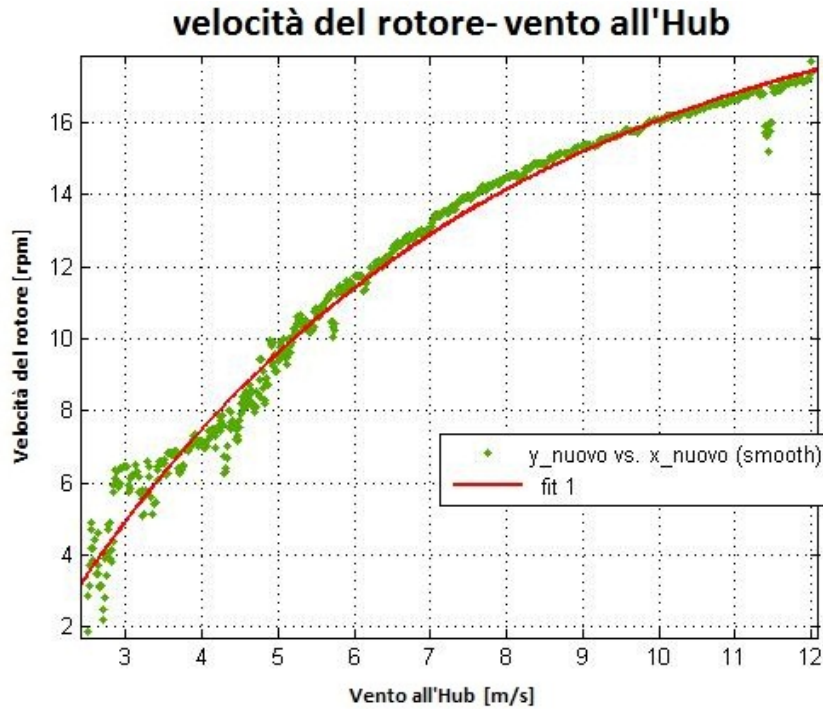


Figura 4.15: Fit della dispersione della velocità di rotazione delle pale con la velocità del vento all'hub per l'aerogeneratore 2.

Il fit, effettuato con il programma Matlab, ha fornito i seguenti risultati:

$$f(x) = a - b \cdot e^{-c \cdot x}$$

con coefficienti, al 95% di intervallo di confidenza, pari a $a = 20,60$, $b = 26,75$ e $c = 0,18$. Il valore di bontà del fit è risultato $R^2 = 0,983$, uguale al fit effettuato con tutti i dati, quindi non migliore dell'altro a causa della particolare dispersione attorno ai valori alle basse velocità del vento.

In definitiva, per ogni velocità del vento misurata ad altezza dell'aerogeneratore (v_{hub}) è possibile ricavare la corrispondente velocità di rotazione delle pale tramite la relazione sperimentale:

$$rpm(v_{hub}) = \begin{cases} 0 & se \quad v_{hub} \leq 2,5 \\ 20,6 - 26,75 \cdot e^{-0,18 \cdot v_{hub}} & se \quad 2,5 < v_{hub} < 12 \\ 18 & se \quad v_{hub} \geq 12 \end{cases}$$

Tale relazione è valida per il WTG-2 dell'impianto "La miniera" ed è estraibile allo stesso modo per gli altri.

Senza accorgimenti ed elaborazioni statistiche, questi sono gli unici risultati ottenibili dal tipo di misure effettuate. Nel proseguo del capitolo, prima di esporre la procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico, verranno mostrate tutte le prove effettuate e gli accorgimenti pensati per ottenere dei risultati veritieri.

4.5 Le prove e gli accorgimenti usati per definire la procedura di analisi dei dati

4.5.1 Eliminazione degli eventi spuri

Eliminare gli eventi spuri dai dati di rumore è necessario per evitare il rischio di avere un risultato della procedura falsato. A differenza di ogni altra tipologia di rumore (stradale, ferroviario, industriale, ecc.), nel caso del rumore da impianto eolico questo procedimento risulta lungo e complesso. Il motivo è riconducibile alla natura del fenomeno e al sito di misura, solitamente ameno e con rumore residuo molto basso, per cui ogni piccolo disturbo, anche in lontananza, modifica l'andamento temporale del rumore. Questo non rende facile il processo di individuazione dei periodi in cui il rumore è prevalentemente generato dalla sorgente, solitamente effettuato semplicemente guardando l'andamento temporale del rumore, a differenza delle analisi di rumore da traffico stradale o ferroviario in cui i vari passaggi sono eventi piccati e ben riconoscibili.

Devono quindi essere considerati eventi anomali i rumori di animali, le sirene, gli allarmi, i passaggi di auto, treni ed aerei, i rumori antropici, ecc. Inoltre i dati di misura per i quali la durata risultante dopo la ripulitura risulta minore di 5' (50% dell'intervallo di misura) devono essere scartati, in modo tale da non considerare nelle analisi dei dati che risulterebbero parziali o rappresentanti di un periodo di tempo troppo influenzato da disturbi.

Oltre a questi, devono essere scartati anche i dati di misura per i quali, sempre all'interno dell'intervallo di 10', uno o più dei parametri richiesti dalla procedura

non è disponibile, in quanto potrebbero essere utilizzabili per una parte dell'analisi ma non per la sua totalità; questa evenienza può accadere, ad esempio, se durante il periodo di misura è saltata la registrazione del dato di rumore, se è mancato il dato meteo o nel caso in cui il gestore non abbia fornito alcuni dati, come è avvenuto nel periodo corrispondente alla misura "Palareta", in cui l'aerogeneratore numero 2 ha avuto un guasto che non ha permesso la raccolta dei suoi dati di rotazione.

Anche le condizioni meteo influenzano il numero di dati utilizzabili, dato che non si possono considerare misure valide i periodi in cui la pioggia è risultata $> 0,2mm$ e quelli in cui la velocità del vento al suolo (mediata sui $10'$) è risultata $> 5m/s$. Un esempio di cosa significhi considerare un vento a terra maggiore di questa soglia si è avuto nella misura effettuata a "Provincia 2", riportata nelle immagini di figura 4.16.

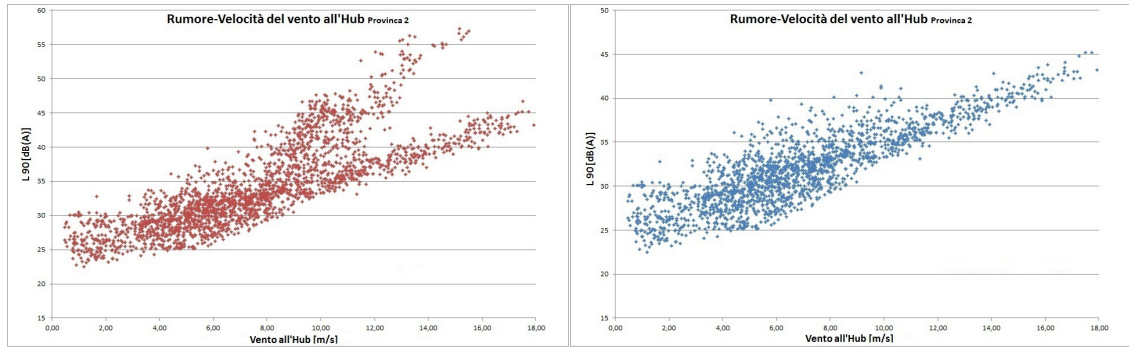


Figura 4.16: Andamento del rumore con la velocità del vento misurata all'Hub con tutti i dati o solo con quelli relativi al vento a terra $< 5 m/s$ a Provincia.

L'andamento del rumore con la velocità del vento in quota nel primo grafico di figura 4.16 è ben evidente, sebbene vi sia una certa dispersione dei dati, ma si nota uno sdoppiamento di esso alle alte velocità. Questo è riconducibile alla presenza di dati con vento a terra $> 5m/s$, come si può notare dal secondo dei due grafici di figura 4.16 in cui questi non sono presenti e non è presente nemmeno lo sdoppiamento.

Non eliminare dalla totalità dei dati quelli con vento a terra superiore a $5 m/s$ oltre che andare contro la normativa, fornisce una descrizione errata del rumore generato dagli aerogeneratori, evidenziato anche dalla dispersione del rumore in funzione della rotazione delle pale riportata in figura 4.17.

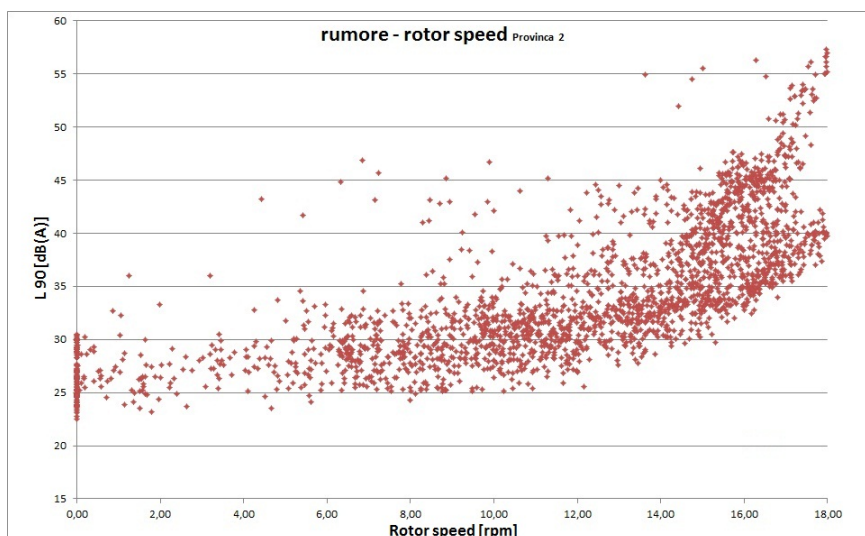


Figura 4.17: Andamento del rumore con la velocità di rotazione delle pale con tutti i dati a Provincia.

Per tutti questi motivi, una scorretta eliminazione degli eventi spuri dai dati può portare la “*Procedura di analisi dell’impatto acustico di un impianto eolico*” a soluzioni non veritiere.

4.5.2 Gli andamenti temporali

Una volta raccolti tutti i dati senza eventi anomali, denominati “*dati utili*”, sito per sito sono stati effettuati grafici in funzione del tempo in modo da ricreare l’andamento temporale del rumore, del vento a terra, del vento in quota e della rotazione delle pale. Questi tipi di grafico sono stati utili per:

1. vedere l’effettiva durata delle misure a seguito dell’eliminazione degli eventi spuri;
2. controllare eventuali anomalie nei dati;
3. intuire l’andamento del rumore in funzione del vento in quota, della rotazione delle pale e del vento a terra.

Per quanto riguarda il primo punto, una campagna di misure può subire degli effetti imprevisti che facciano perdere una notevole quantità di dati, con il rischio di perdere la misura completa: diventa allora necessario un controllo immediato dell’andamento dei parametri necessari alla procedura. Questo ha permesso di capire come per il sito “Palareta” un periodo di misura della durata di alcuni giorni andasse cancellato a causa dell’improvviso innalzamento del livello medio del rumore dovuto alla formazione di un corso d’acqua a carattere torrentizio, venutosi a creare a

seguito di numerosi periodi di pioggia. L'andamento temporale, riportato in figura 4.18, ha quindi riportato numerosi “buchi”.

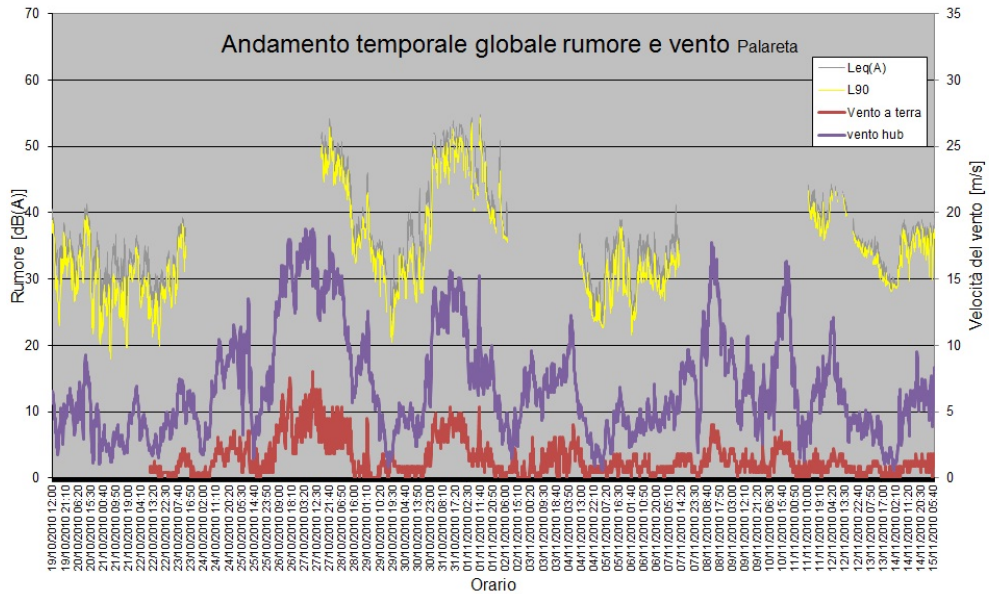


Figura 4.18: Andamento temporale del rumore e delle velocità del vento a Palareta.

Il secondo punto vuole sottolineare come durante la fase di acquisizione possono esserci differenze e asincronie fra i dati presi dall'operatore e quelli forniti dal gestore dell'impianto. Se queste non sono ravvisate possono portare a dati completamente falsati, come inizialmente avvenuto nella misura di “Scapiccioli 2” e mostrato in figura 6.2, dove si nota un netto spostamento tra gli andamenti del rumore e quello della velocità di rotazione delle pale.

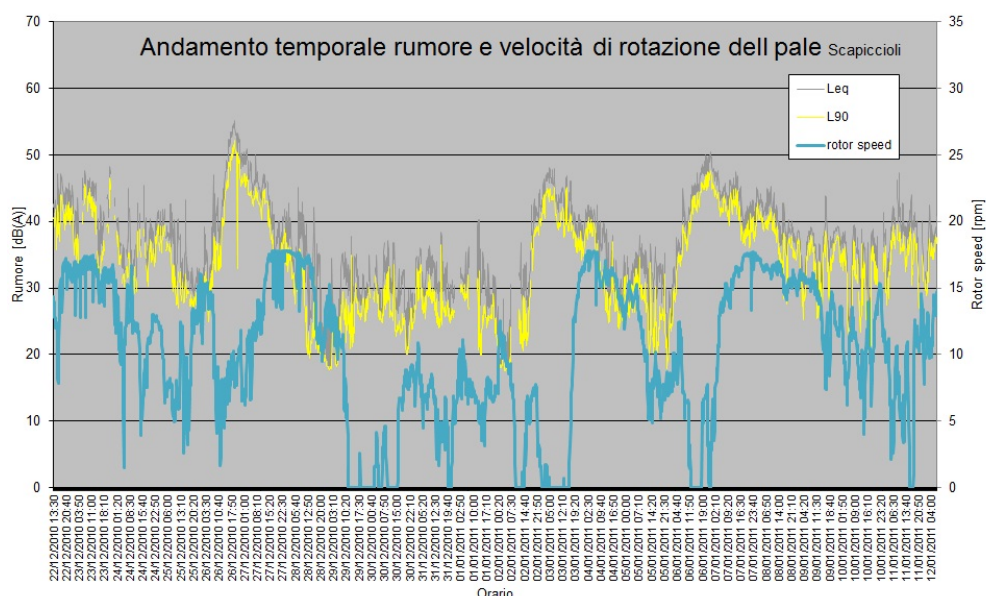


Figura 4.19: Andamento temporale del rumore e delle velocità di rotazione delle pale a Scapiccioli.

La stessa cosa può avvenire nei periodi in cui avviene il cambio dell'orario fra ora legale e solare (e viceversa), per cui uno sfasamento di esattamente un'ora può verificarsi fra gli andamenti dei grafici. Questo caso è avvenuto, ed è stato poi corretto, nella misura di "Provincia", effettuata nel periodo fra il 22/10/2010 e il 24/11/2010 e quindi comprendente il giorno di cambio da ora legale a solare.

Una mancata correzione provoca gli effetti visibili nella figura 4.20, in cui si nota il netto spostamento di un'ora fra l'andamento del rumore e quello della velocità di rotazione delle pale.

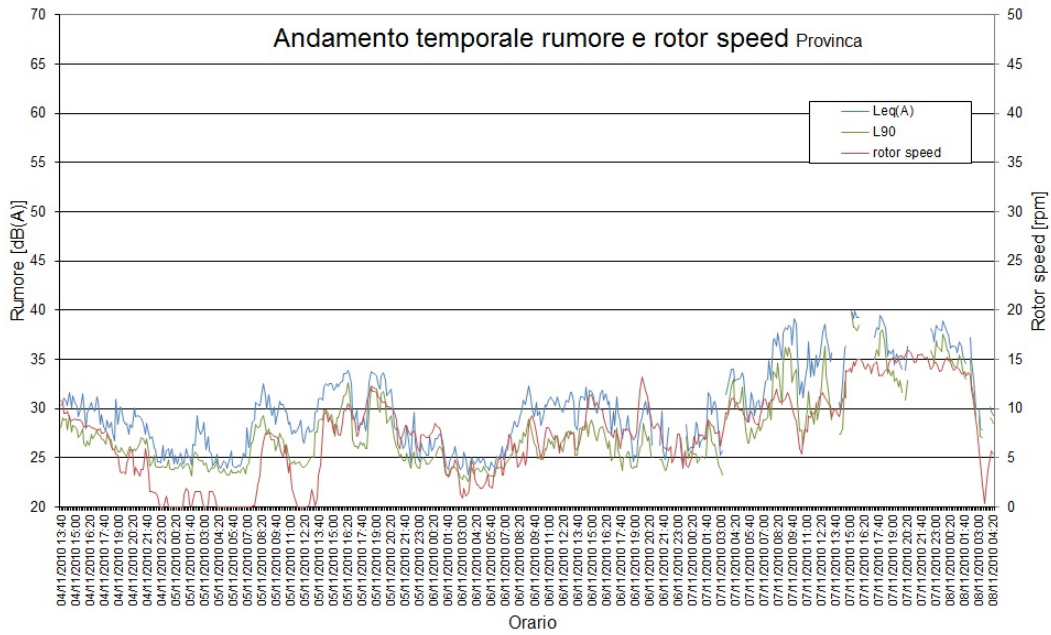


Figura 4.20: Andamento temporale del rumore e delle velocità del vento a Provincia.

Per il terzo punto si riporta in figura 4.21 il grafico della misura “Scapiccioli 2”, nettamente con molti meno intervalli vuoti di quello di “Palareta”, utile per vedere come vento in quota e rotazione delle pale seguano lo stesso andamento. La rotazione delle pale ha un taglio al valore di 18 *rpm*, velocità di rotazione imposta dalla macchina che rimane costante quando la velocità del vento supera la “rated wind speed” descritta in figura 3.11. Il rumore aumenta notevolmente sia quando è alto il vento in quota (quindi la velocità di rotazione delle pale) che quando è alta la velocità del vento a terra. Dallo stesso grafico si vedono anche periodi in cui il vento in quota e il vento a terra non sono in relazione fra loro, proprio come detto precedentemente, e periodi in cui la rotazione delle pale è nulla. Per quest’ultimi la componente al rumore portata dagli aerogeneratori è nulla, ma il rumore misurato varia lo stesso, segno che è esclusivamente il rumore della vegetazione a influire. Questa considerazione è stata fondamentale a costruire il primo punto della procedura proposta, relativo al calcolo del rumore residuo.

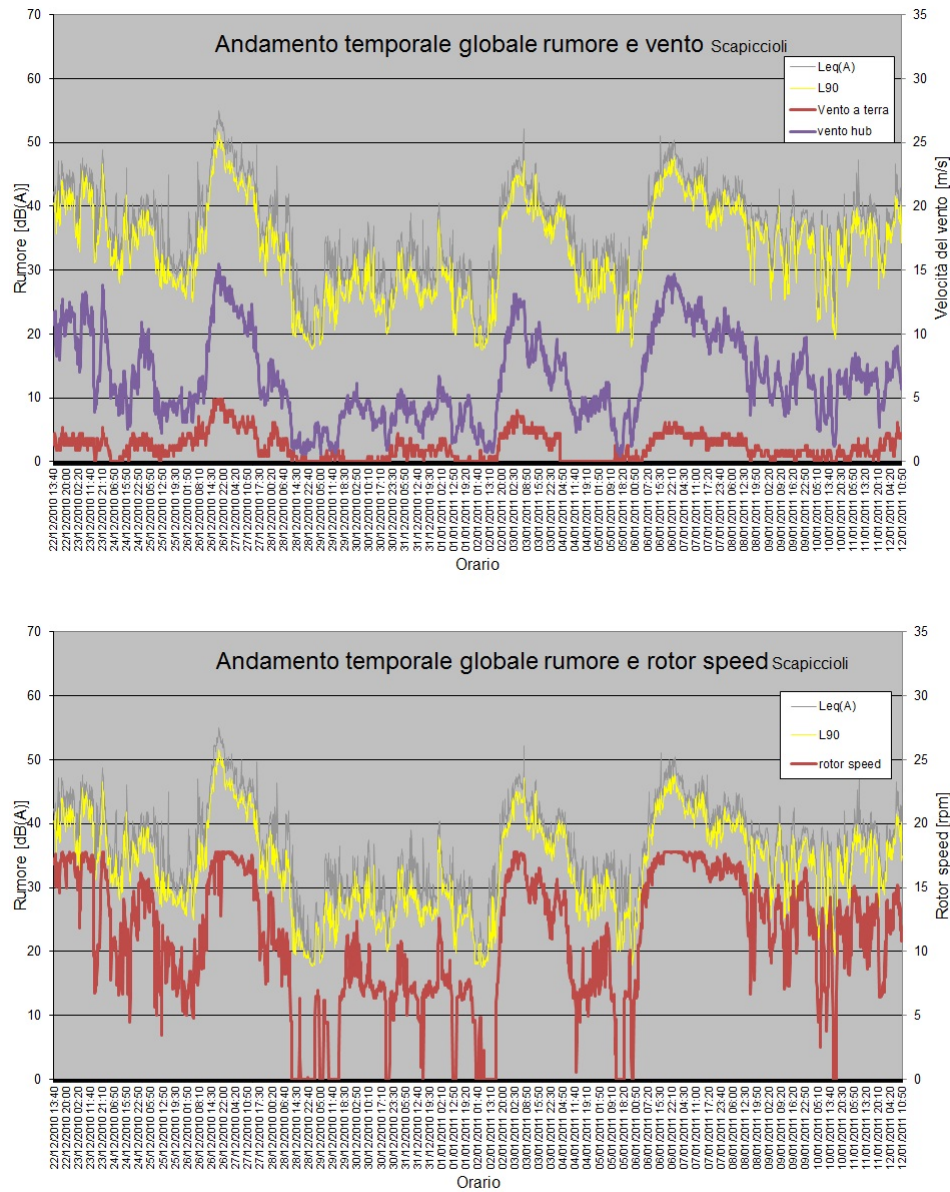


Figura 4.21: Andamento temporale del rumore e delle velocità del vento e andamento del rumore della velocità di rotazione delle pale a Scapiccioli.

4.5.3 Il descrittore della velocità di rotazione delle pale

Dopo aver visto che il rumore prodotto dall'aerogeneratore è descrivibile in funzione della rotazione delle pale, è sorto il problema di quale parametro di *rpm* scegliere per avere una relazione analitica più accurata possibile. Inizialmente la procedura proposta teneva in considerazione ogni aerogeneratore che fosse ad un massimo di 1 *km* di distanza dal ricettore, considerandoli tutti ugualmente contribuenti al rumore generato dall'impianto. I dati di rumore sono stati graficati in funzione di ciascun aerogeneratore (WTG) entro tale distanza limite, 4 nel sito di misura "Scapiccioli" riportato a titolo di esempio nella figura 4.22 e nelle successive.

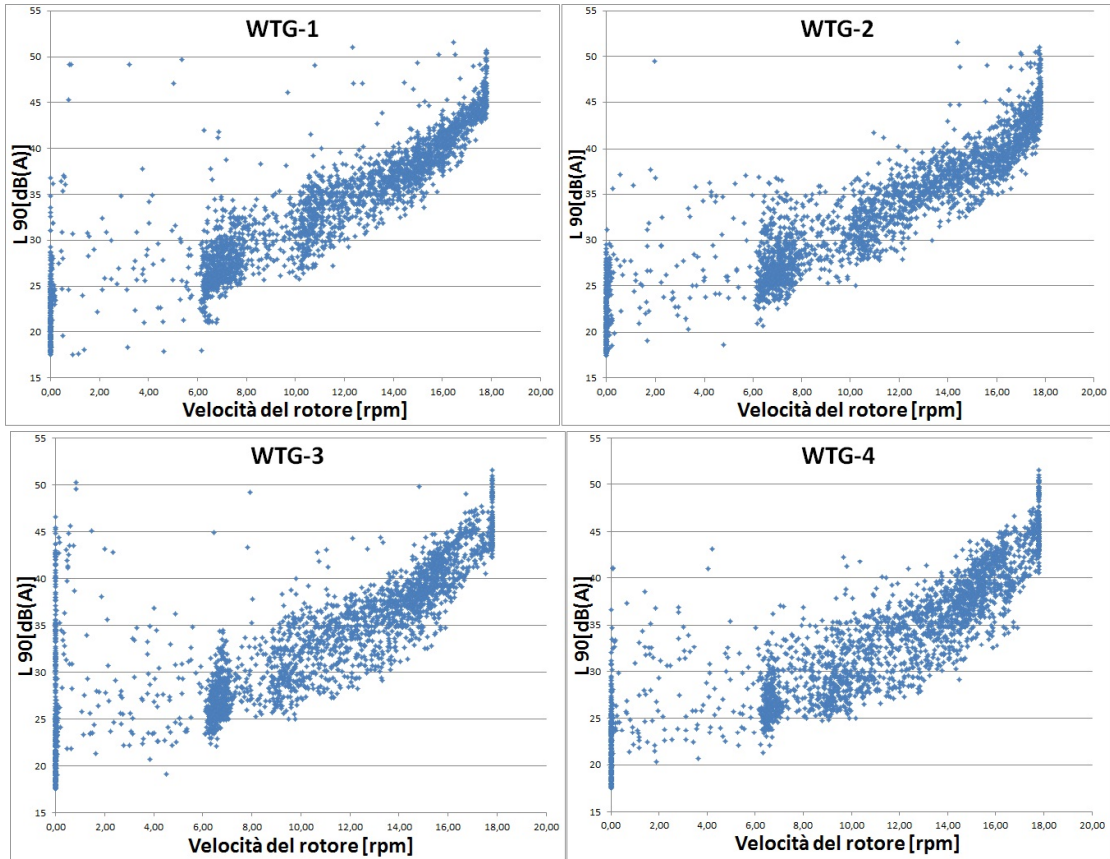


Figura 4.22: Dispersione del rumore con le *rpm* degli aerogeneratori 1,2,3,4 a Scapiccioli.

In ognuno dei grafici di figura 4.22 l'andamento generale è ben visibile ma, al fine di selezionare il miglior parametro di *rpm*, questo non significa molto perché, ad eccezione di alcuni casi, le pale dei vari aerogeneratori ruotano circa alla stessa velocità all'interno dei periodi di 10', poiché gli aerogeneratori sono tutti piuttosto vicini e risultano tutti solitamente affetti da circa lo stesso vento in ogni intervallo. Questo è vero nella media dei casi ma possono esserci alcuni periodi in cui le rotazioni delle pale non corrispondono fra i vari aerogeneratori perché questi sono stati bloccati singolarmente dal gestore o perché risentono di fluttuazioni del vento dovute alla presenza dei rilievi collinari (più influente alle basse velocità del vento). Si spiega quindi come nei diversi grafici mostrati in figura 4.22 l'andamento sia circa lo stesso ma si vedono punti al di fuori di esso, in numero variabile a seconda dell'aerogeneratore considerato.

La ricerca del miglior parametro di *rpm* a cui legare l'emissione sonora di un aerogeneratore si è tradotta nella ricerca dell'andamento che presentasse minori punti esterni.

Va ricordato che l'analisi effettuata in questa parte non separa i dati in periodo diurno e notturno e non considera ancora la direzione predominante, per cui sono possibili dei miglioramenti ai grafici di figura 4.22 ma non sufficienti allo scopo, per

cui si è deciso di lasciare tutti i dati in modo da avere una maggiore statistica in questa parte della trattazione.

Dai grafici effettuati considerando la velocità di rotazione dei singoli aerogeneratori, si percepisce anche che i due aerogeneratori più impattanti sono il numero 1 e il 2, dato che, oltre ad avere meno punti esterni, hanno anche una dispersione minore intorno all'andamento. In tutti i grafici è ben visibile come sotto il valore di 6 *rpm* non ci siano molti valori e ciò è coerente con il fatto che tale valore di *rpm* corrisponde alla velocità di attivazione delle pale e che al di sotto di essa dovrebbe esserci solo rumore residuo, indipendente dalla sorgente. L'eventuale presenza di una grossa dispersione dei valori quando la velocità di rotazione delle pale è così bassa, invece, significa che il rumore sta variando nonostante le pale scelte siano ferme: questo può avvenire a causa della variabilità del vento e del rumore residuo, purché essa non sia troppo grande. Per il WTG-3, ad esempio, ad $rpm = 0$ si ha una variabilità del rumore decisamente troppo grande, da 18 a 46 *dB(A)*, segno che i valori più alti corrispondono ad una maggiore rotazione delle pale rispetto a quella del grafico e, quindi, non è la sua velocità di rotazione a determinare il rumore ma quella di un altro degli aerogeneratori.

Il grafico dei WTG-1 e WTG-2 sono entrambi ben delineati e con pochi punti al di fuori dell'andamento, segno che sicuramente sono quelli maggiormente impattanti al ricettore.

Per cercare una procedura che fosse applicabile ad un qualunque impianto e non soltanto a quello sotto indagine, si è cercato di trovare un parametro che prendesse in considerazione tutti gli aerogeneratori impattanti. Sono state provate la media e il massimo sia di tutti e quattro gli aerogeneratori che solamente dei due più impattanti; la dispersione dei valori di rumore in funzione di questi parametri è riportata nella figura 4.23.

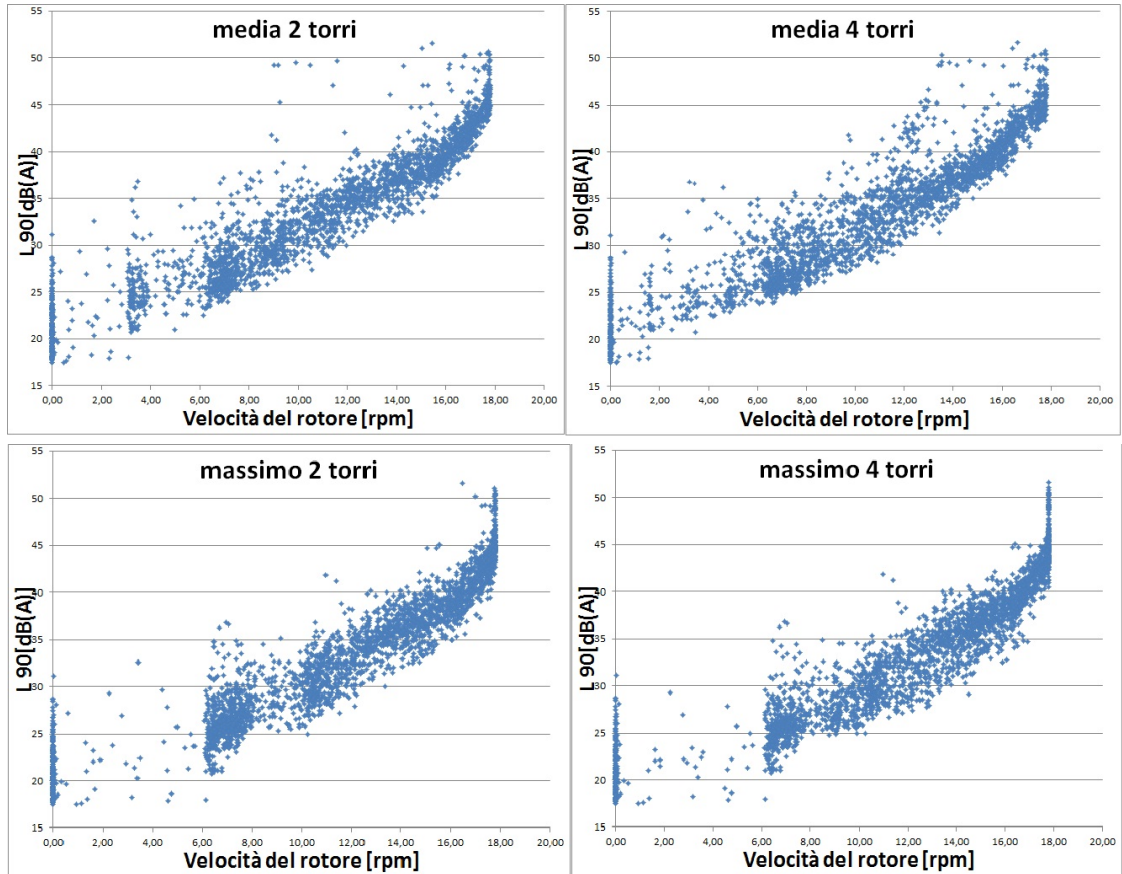


Figura 4.23: Dispersione del rumore con la media e il massimo delle *rpm* di 2 e 4 aerogeneratori a Scapiccioli.

La scelta della media dei quattro aerogeneratori risulta nettamente errata, data la presenza di uno sdoppiamento nel loro grafico, che non era presente utilizzando gli altri parametri, e di molti valori sotto il 6 *rpm*. Anche considerando solo le due torri più impattanti si vede che la media non è un buon parametro a cui legare la generazione del rumore perché si possono avere dei periodi in cui alcune pale sono ferme ed altre girano velocemente. Ad esempio con tre valori a 0 *rpm* e uno a 12 *rpm*, la media è 3 *rpm*, quindi nell'intervallo dove non dovrebbero esserci sorgenti di rumore eolico.

Il massimo sembra un ottimo parametro dato che l'andamento è ben delineato e con pochi valori esterni ad esso sia per quattro che per due aerogeneratori. Per questo motivo, la prima bozza di procedura proposta è stata effettuata utilizzando il massimo dei due aerogeneratori maggiormente impattanti ma, così facendo, si è visto come la scelta del semplice massimo possa spostare una grande quantità di dati verso le alte *rpm*, aumentando la statistica di essi e diminuendo quella relativa ai periodi in cui la rotazione è alle medie velocità, che poi è quella più frequente. Per questo motivo si è cercato un parametro che potesse lasciare abbastanza inalterata la statistica dei dati, mantenendo però le proprietà del massimo fra le torri

più impattanti. Secondo il metodo ISO 9613-2 [62], il livello di pressione sonora misurato ad una certa distanza d_i da una sorgente è dato dalla potenza sonora meno l'attenuazione portata da molti fattori; nel caso di più sorgenti, il livello di pressione sonora è dato dalla somma logaritmica dei contributi di ciascuna sorgente. Se si assume che la potenza sonora sia proporzionale alla rotazione delle pale, a meno di una costante vale [28]:

$$L_{w,i} = 10 \cdot \log_{10} \left(\frac{rpm_i}{rpm_0} \right)$$

con rpm_i la rotazione della turbina i -esima e rpm_0 una normalizzazione per rendere adimensionale il valore. Il livello di pressione sonora vale:

$$L_{p,i} = 10 \cdot \log_{10} \left(\frac{rpm_i}{rpm_0} \right) - A_{1,i}$$

dove $A_{1,i}$ è l'attenuazione per il rumore della turbina i -esima. Da questo valore è possibile isolare l'attenuazione per divergenza geometrica, ottenendo:

$$L_{p,i} = 10 \cdot \log_{10} \left(\frac{rpm_i}{rpm_0} \right) - 20 \cdot \log_{10} \left(\frac{d_i}{d_0} \right) - A_{2,i}$$

dove $A_{2,i}$ indica l'attenuazione di ciascun aerogeneratore i dipendente dall'orografia del sito, dal valore g del terreno, dal coefficiente α dell'assorbimento dell'aria e dalle condizioni meteo in generale, ma indipendente dalla divergenza geometrica, d_0 è una distanza di normalizzazione. L'equazione precedente può essere riscritta, prendendo $rpm_0 = 1$ e $d_0 = 1$ come:

$$L_{p,i} = 10 \cdot \log_{10} \left(\frac{rpm_i}{d_i^2} \right) - A_{2,i}$$

La somma logaritmica su tutti gli i fornisce il valore del livello di pressione sonora totale delle sorgenti al ricettore posto alla distanza d_i da ciascuna delle sorgenti. Dato che le A_i non dipendono dalla distanza, si può assumere che siano tutte simili fra loro, per cui perdono la dipendenza da i (A_2).

Considerando come distanza di normalizzazione la distanza dell'aerogeneratore più vicino d_1 fra quelli a vista:

$$L_{p,tot} = 10 \cdot \log_{10} \left(\sum_i \frac{rpm_i}{d_i^2} \right) - A_2 = 10 \cdot \log_{10} \left(\frac{1}{d_1^2} \left(\sum_i \frac{rpm_i}{d_i^2} \cdot d_1^2 \right) \right) - A_2$$

$$L_{p,tot} = 10 \cdot \log_{10} \left(\sum_i rpm_{eq,i} \right) - 20 \cdot \log_{10} (d_1) - A_2$$

dove si è utilizzato:

$$rpm_{eq,i} = rpm_i \times \left(\frac{d_1}{d_i} \right)^2 \quad (4.1)$$

Questa definizione è il risultato cercato e rappresenta una ipotetica traslazione di tutte le sorgenti sonore nell'esatto punto della sorgente più vicina al ricettore, considerando l'attenuazione geometrica. Il parametro $rpm_{eq,i}$ rappresenta la velocità di rotazione delle pale che avrebbe l'aerogeneratore i -esimo se, a parità di rumore misurato al ricettore, fosse posizionato alla distanza dell'aerogeneratore più vicino (d_1).

Con questi nuovi valori di rotazione è possibile applicare quanto visto prima, cioè la scelta del massimo, ottenendo l'*rpm massimo equivalente* degli aerogeneratori ($rpm_{eq,max}$) come miglior parametro a cui legare il livello di rumore per descrivere l'emissione sonora di un impianto eolico. Un'ulteriore verifica è riportata in figura 4.24, dove si è graficato il massimo equivalente e la media equivalente (cioè la media con la correzione descritta dall'equazione 4.1) sia per 2 che 4 aerogeneratori.

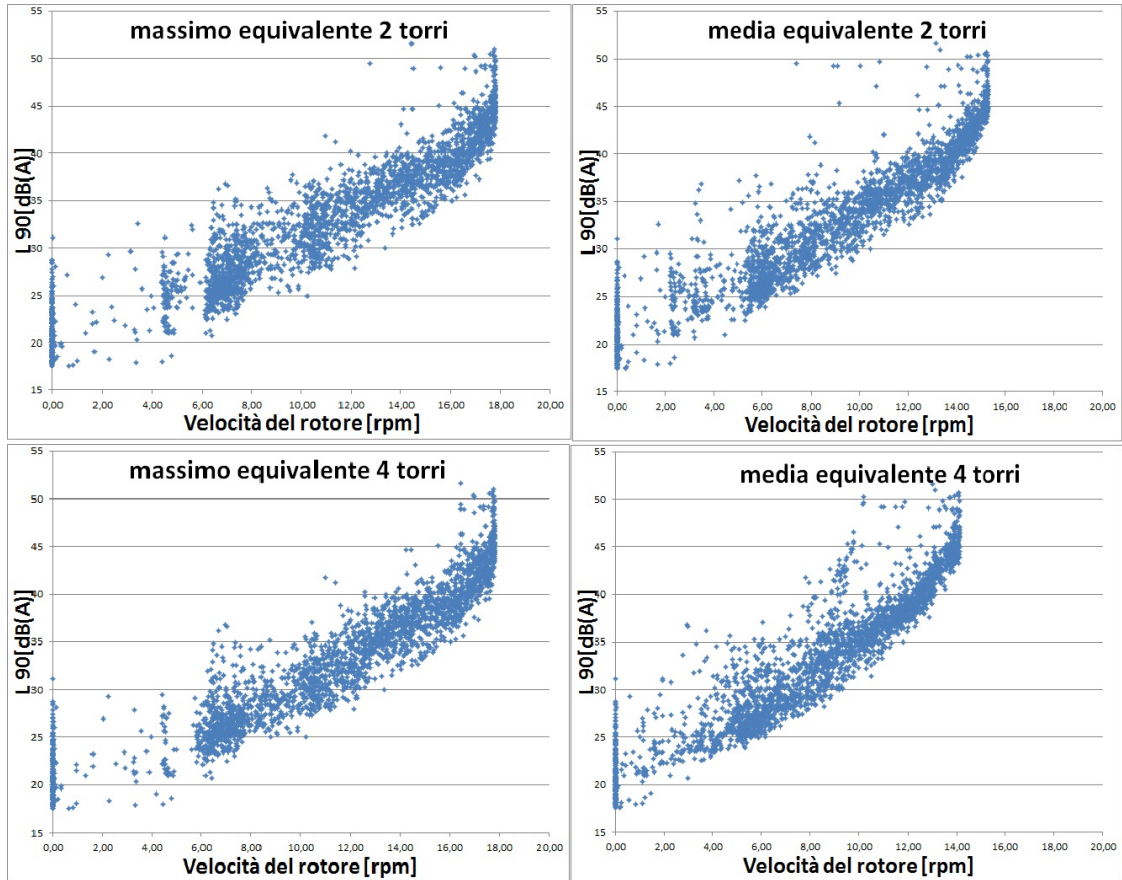


Figura 4.24: Dispersione del rumore con la media e il massimo equivalente delle rpm di 2 e 4 aerogeneratori a Scapiccioli.

La media equivalente non risulta essere un buon parametro da scegliere per gli

stessi motivi per cui si è scartata la normale media e perché il valore massimo degli rpm viene alterato riducendosi da 18 a 16 rpm ; il massimo equivalente, invece, è risultato un valido parametro che rispettasse le richieste della procedura. La scelta di prendere solamente le due torri è stata dettata dall'aver visto precedentemente (per le rpm dei singoli aerogeneratori) che esse non contribuiscono in modo significativo al rumore misurato al ricettore. L'unione di tutto ciò ha permesso di formulare la scelta dell' $rpm_{eq,max}$ come parametro a cui legare il livello di rumore per descrivere l'emissione sonora dei soli aerogeneratori in vista e ad una distanza non maggiore di 1 Km, ritenuta il massimo oltre la quale l'attenuazione è troppo grande. Un rotore va inteso "a vista" quando la linea di vista fra esso e il punto di misura non è interrotta da rilievi, escludendo quindi occultamenti provocati dalla vegetazione.

4.5.4 Analisi statistica dei dati misurati e delle incertezze della procedura

Un punto di forza della procedura proposta è il fatto di non dover richiedere al gestore periodi di interruzione dell'impianto, solitamente necessari per le verifiche strumentali di impatto acustico di sorgenti di tipo industriale. Questo è possibile perché nel normale ciclo di funzionamento di un impianto eolico esistono dei periodi in cui le pale possono essere considerate ferme, a causa del vento debole o assente o per la manutenzione dell'impianto: è grazie a questi periodi che la procedura ha potuto svilupparsi a partire dal calcolo del rumore residuo nei periodi in cui gli aerogeneratori sono fermi o con velocità di rotazione tale da produrre livelli di rumore trascurabili al punto di misura. Ovviamente può accadere che non tutti gli aerogeneratori siano contemporaneamente ininfluenti, ma che uno lo sia e gli altri no. Per questo motivo nella parte della procedura denominata "*Stima del rumore residuo*", vengono selezionati i dati utili considerando i valori che hanno la rotazione di ciascuna pala minore di x rpm , , a partire da 0 fino alla massima velocità di rotazione N . Il valore di rpm di attivazione corrisponde al punto in cui smette di essere costante il grafico $dB(A)/rpm$ della media energetica degli $L_{A90,10min}$ calcolata su ogni intervallo unitario delle velocità di rotazione delle pale, e la media energetica del rumore corrispondente a tale velocità di rotazione è il rumore di residuo $L_{A90,res}$.

Così è stato possibile isolare i periodi in cui tutto l'impianto non produce emissione sonora rilevabile al ricettore: il rumore misurato in queste condizioni è allora esclusivamente il rumore residuo, che entro un determinato valore non varia con la velocità del vento a terra.

Riorganizzando questi dati in funzione del vento a terra si può ricavare il massimo della velocità per cui il rumore è costante. Questo valore massimo risulta variabile a seconda del sito di misura: la presenza e il tipo di vegetazione vicina, l'altezza del

sito, l'orografia ed altri fattori possono infatti influenzare la soglia sopra la quale il rumore residuo diventa dipendente dal vento a terra e deve essere calcolato con un procedimento specifico.

Tale soglia rappresenta anche un filtro per i dati su cui è possibile calcolare il passaggio successivo, cioè l'emissione sonora dell'impianto eolico al ricettore. Per velocità del vento a terra inferiori a tale valore, è possibile calcolare l'emissione degli aerogeneratori semplicemente sottraendo energeticamente il valore di rumore residuo calcolato con il metodo precedente.

$$L_{A90,emis.} = 10 \cdot \log_{10} (10^{L_{A90,i}/10} - 10^{L_{A90,residuo}/10})$$

A partire dal calcolo del rumore residuo, la procedura deve essere applicata in modo separato per i dati corrispondenti al periodo diurno (6-22) e quello notturno (22-6). Inoltre in una procedura di impatto acustico deve essere scelto il caso di maggior impatto, che, per la natura stessa della sorgente, è considerato quando la direzione del vento misurata in corrispondenza di almeno uno degli aerogeneratori impattanti sia compresa in un intervallo di $\pm 30^\circ$ attorno alla direzione punto di misura – rotore, per ogni sorgente che rispetta le condizioni precedentemente elencate. Il calcolo del residuo può essere effettuato con i dati non filtrati sulla direzione, dal momento che la sorgente è spenta, ma per le fasi successive deve essere applicato questo filtro che ovviamente riduce i dati, ma trascura solo quelli meno importanti.

I valori dell'emissione $L_{A90,emis}$ appena trovati sono dipendenti dalla velocità di rotazione delle pale.

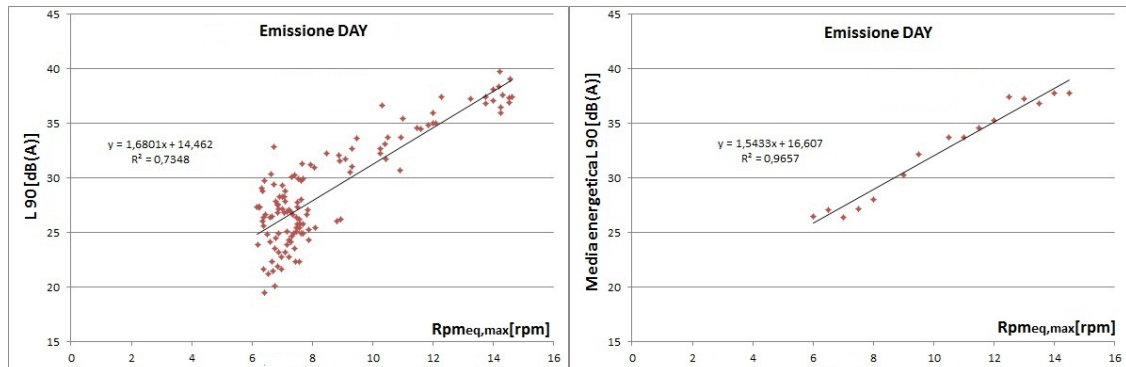


Figura 4.25: Dispersione dell'emissione e della sua media energetica in funzione della $rpm_{eq,max}$ a Scapiccioli.

Nell'esempio di "Scapiccioli 2" riportato in figura 4.25, si mostrano a confronto la dispersione dei valori di emissione in funzione della $rpm_{eq,max}$ e a destra gli stessi dati, ma elaborati con la media energetica. I dati sotto a 6 rpm non sono stati considerati, perché è la velocità a cui le pale iniziano a ruotare e quindi a produrre rumore. Si nota come fra i due grafici la regressione sia leggermente diversa, ma il

valore del parametro di bontà del fit R^2 sia molto migliore se si utilizza la media energetica: 0,96 in questo caso contro 0,73.

Avere a disposizione il valore dell'emissione dell'impianto al ricettore è già un buon risultato raggiunto dalla procedura. Per arrivare a poter valutare l'impatto acustico dell'impianto mediante il calcolo del livello differenziale, non basta conoscere l'emissione della sorgente, ma si deve conoscere anche il rumore della vegetazione al variare delle condizioni di vento al ricettore: il rumore residuo calcolato precedentemente è solo la parte di esso indipendente dal vento. Rimane da trovare una relazione che leghi il rumore della vegetazione a tutte le velocità del vento misurato a terra.

Per fare ciò, si è scelto di procedere prendendo nuovamente tutti i dati utili, calcolando per ciascuno di essi il valore di emissione simulata, tramite il fit appena ottenuto in funzione della $rpm_{eq,max}$. Ciascuno di tali dati ha anche un valore misurato di vento a terra per cui, sottraendo logicamente l'emissione dai corrispondenti $L_{A90,10min}$, si ricavano i valori di rumore della vegetazione alle varie velocità del vento a terra. La sottrazione logica di un dato teorico da un dato empirico porta a numerosi casi di logaritmi con argomento negativo, perché considerando la media energetica nel calcolo dell'emissione, il valore che si sottrae è rappresentativo di un range di valori che in alcuni casi può superare quello della media energetica; quando ciò accade, la sottrazione logica dal dato originale rende un valore negativo, che non deve essere ritenuto valido ed essere quindi eliminato in questa parte di procedura. Per i valori corrispondenti al rumore residuo già stimato inizialmente (tutte le pale con rotazione minore della soglia S), si considera come rumore della vegetazione il valore di ambientale misurato, altrimenti si avrebbe una perdita di dati ulteriore.

Riportando i dati di rumore della vegetazione in un grafico in funzione del vento a terra si ottiene una dispersione dei dati e, come già effettuato per il calcolo dell'emissione, si calcolata la media energetica dei dati per ogni classe di vento a terra. Il fit lineare che ne deriva, si assume che rappresenti il rumore della vegetazione in funzione del vento a terra.

Adesso è possibile calcolare il differenziale prendendo nuovamente tutti i dati e calcolando per ognuno di essi il relativo valore di emissione e rumore della vegetazione simulato (tramite le equazioni dei fit ottenuti); la somma energetica dei due fornisce il totale simulato, da usare successivamente al posto del totale misurato. Per ogni dato con rpm minore della soglia S , si deve mettere emissione uguale a zero e rumore della vegetazione uguale al rumore residuo; questa operazione, già utilizzata nel corso della procedura, è una diretta conseguenza della scelta di applicare la media energetica nel primo passaggio ed evita di avere valori di rumore residuo diversi dalla media energetica, assunto come valore corretto perché le oscillazioni attorno a

tale valore possono essere ricondotte a tanti fattori esterni alla procedura, quali una scarsa pulizia dei dati, ecc..

Il differenziale è calcolabile come differenza fra totale simulato e rumore della vegetazione simulato: graficando questo valore in funzione del vento a terra, si può vedere la dispersione che hanno i valori, ma per avere un valore unico per ogni vento a terra è necessario, ancora una volta, calcolare la media energetica del differenziale corrispondente ad ogni classe di vento a terra. Inoltre, per poter fare confronto al fine del rispetto dei limiti, è necessario calcolare la media energetica, per ogni vento a terra, del totale simulato. Il grafico di questi due valori in funzione del vento a terra è lo strumento necessario per la valutazione del differenziale.

Per valutare la correttezza della procedura, dopo aver calcolato il differenziale è stato molto utile effettuare due analisi. La prima è consistita nel graficare il totale simulato, cioè la somma energetica dell'emissione e del rumore della vegetazione dati dai fit, con il relativo totale misurato, cioè il dato di rumore misurato. La prova è servita per vedere come i dati finali ricreati si discostano dai dati iniziali dopo tutte le analisi effettuate su essi. A titolo di esempio si riporta in figura 4.26 quanto ottenuto per la misura effettuata a "Scapiccioli 2".

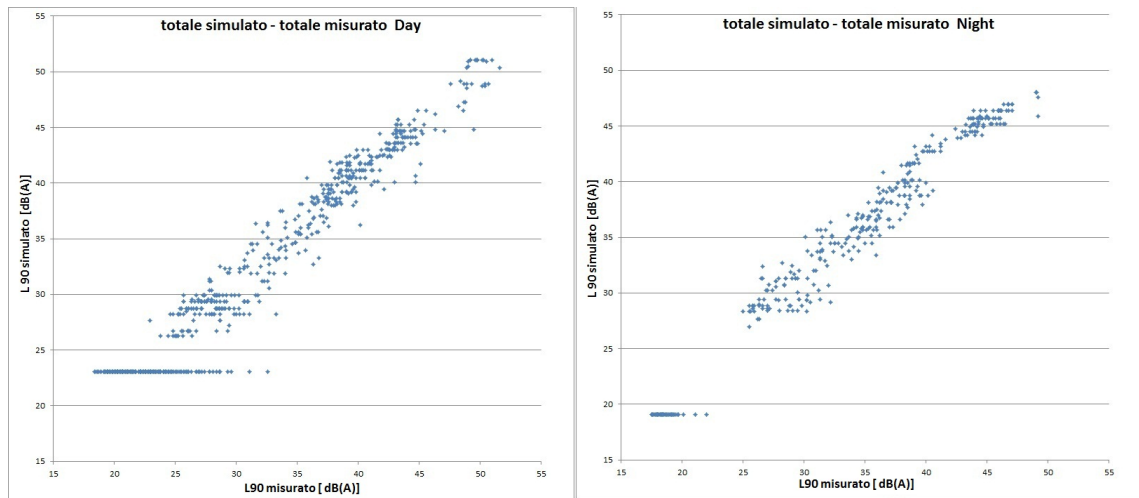


Figura 4.26: Relazione fra totale simulato e misurato nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

La seconda prova è stata quella di graficare (figura 4.27) la differenza algebrica fra tali valori (totale simulato - totale misurato) e graficarla in funzione del vento a terra, in modo da vedere come queste differenze si suddividano in funzione di questo valore, che è lo stesso utilizzato per fornire i dati del differenziale.

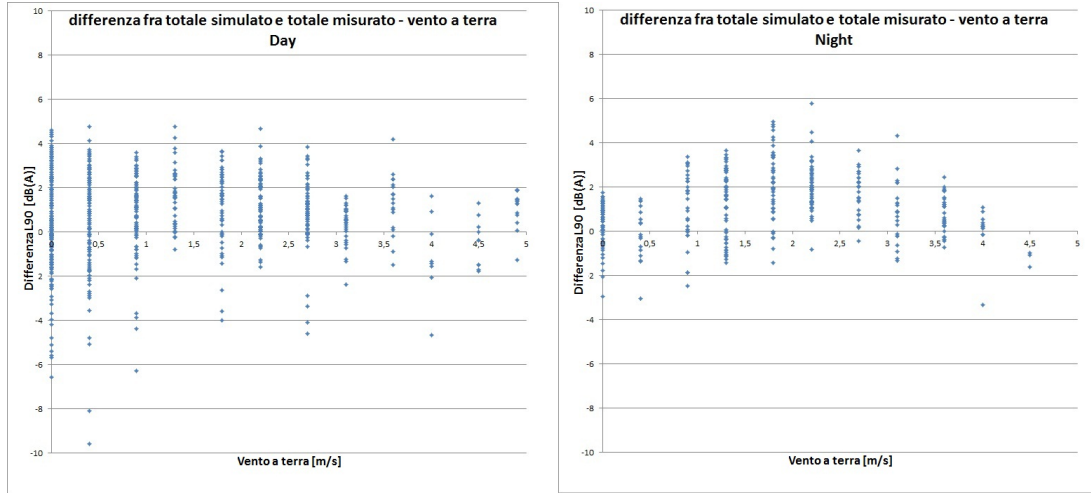


Figura 4.27: Dispersione della differenza fra totale simulato e misurato in funzione del vento a terra nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

La differenza maggiore è presente alle basse velocità del vento, soprattutto in corrispondenza dei dati utilizzati inizialmente nel calcolo del rumore residuo. Sono quelli, infatti, i dati che risentono maggiormente di fluttuazioni al livello sonoro portate da qualsiasi evento anomalo che può essere sfuggito alla pulizia dei dati e che, per valori di L_{A90} talmente bassi, possono dare queste alterazioni. Tuttavia quei dati sono soltanto utili nella fase iniziale per i motivi già illustrati, e inserirli in questo punto servono solo ad ampliare le incertezze del metodo. I nuovi grafici ottenuti senza considerare questi valori sono riportati in figura 4.28.

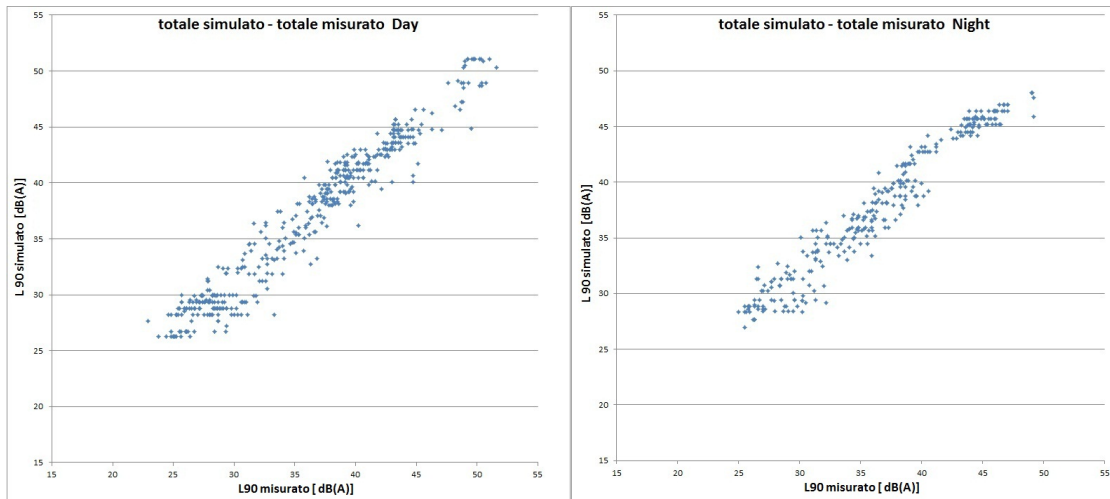


Figura 4.28: Relazione fra totale simulato e misurato senza considerare i dati relativi al rumore residuo nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

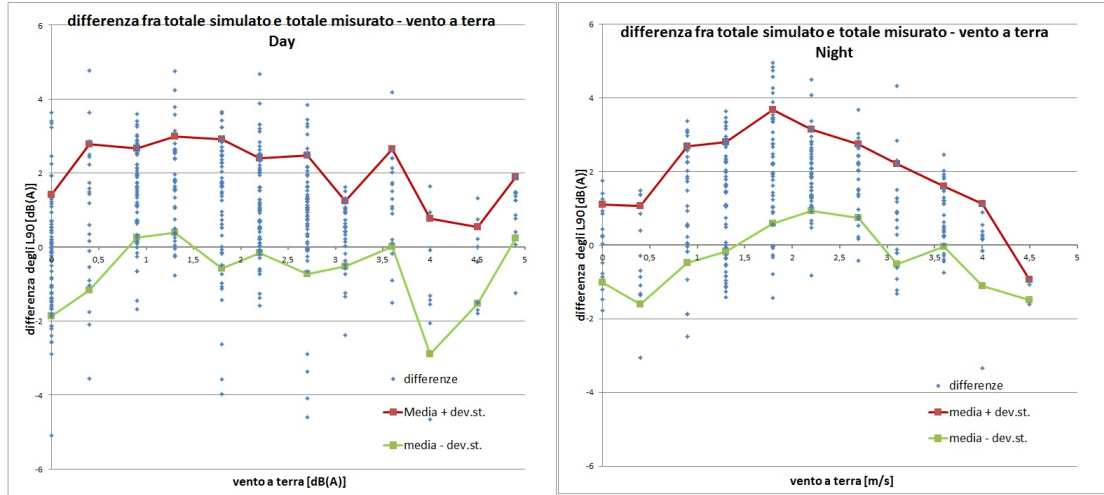


Figura 4.29: Dispersione della differenza fra totale simulato e misurato senza considerare i dati relativi al rumore residuo in funzione del vento a terra nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

Per fornire un valore unico dell'incertezza si è calcolato la media e deviazione standard delle differenze fra totale simulato e misurato per ogni vento a terra. Nei grafici di figura 4.29 sono stati graficati gli andamenti della media più e meno una deviazione standard, i cui valori in funzione del vento a terra sono riportati in tabella 4.5 divisi in periodi diurni e notturni.

v_{terra} [m/s]	0	0,4	0,9	1,3	1,8	2,2	2,7	3,1	3,6	4,0	4,5	4,9
diurno [dB(A)]	1,6	1,9	1,4	1,7	1,7	1,3	1,6	0,9	1,3	1,9	1,0	1,0
notturno [dB(A)]	1,0	1,4	1,6	1,5	2,1	2,0	1,7	1,3	0,8	1,1	1,2	-

Tabella 4.5: Deviazione standard in funzione del vento a terra.

Per considerare il caso più cautelativo, si è scelto di utilizzare il massimo di tali valori come valore di incertezza da applicare alla procedura proposta;

$$u_{pr} = \pm 2,1 \text{ dB(A)}$$

4.5.4.1 Incertezza sulle misure prese in esterno

Ogni misura presa in ambiente esterno è affetta da incertezza. La UNI CEI ENV 13005 [95] afferma che l'incertezza su ogni misura proviene dalle seguenti componenti:

- incertezza sulla strumentazione di misura u_{strum} ;
- incertezza sulla distanza dalla sorgente del ricettore u_{dist} ;

- incertezza sulla distanza da superfici riflettenti u_{rifl} ;
- incertezza sull'altezza dal suolo u_{alt} .

L'incertezza sulla strumentazione di misura comprende la componente dovuta al calibratore e quella dovuta al misuratore di livello sonoro. Globalmente per la classe 1 si assume $u_{strum} = 0,5 \text{ dB}(A)$.

L'incertezza sulla distanza dalla sorgente del ricettore è calcolata mediante la conversione tra metri e decibel:

$$u_{\pm} = 20 \cdot \log \left(\frac{d \pm \Delta d}{d} \right)$$

dove d è la distanza sorgente-ricettore misurata e $\Delta d = u(d)$ è lo scarto tipo relativo alla misura della distanza. L'equazione fornisce intervalli di incertezza asimmetrici che possono essere approssimati prendendo cautelativamente il valore maggiore u_+ e u_- .

L'incertezza sulla distanza da superfici riflettenti, necessaria solo per le misurazioni in facciata, è stata quantificata mediante un calcolo teorico, in cui la distanza da una superficie riflettente è stata considerata pari a 1 metro (conformemente al D.P.C.M. 16/03/98 [87]). Alla componente sonora diretta è stata sommata la componente sonora riflessa, ottenendo che per sorgenti sonore puntiformi, lo scostamento dal valore nominale del livello di pressione sonora dovuto all'errato posizionamento del microfono varia da $0,18 \text{ dB}(A)$ a $0,01 \text{ dB}(A)$.

L'incertezza sull'altezza dal suolo dipende sostanzialmente dall'effetto del suolo u_{gr} valutata in termini di variazione dell'attenuazione A_{gr} in decibel, al variare dell'altezza h del ricettore, in metri, calcolata secondo l'equazione:

$$A_{gr} = 4,8 - \left(\frac{2h}{d} \right) \cdot \left(17 + \left(\frac{300}{d} \right) \right) \geq 0$$

Dall'equazione si vede che questo termine risulta significativo solo a grandi distanze, altrimenti diventa 0.

L'incertezza composta sulle misure di L_{Aeq} o di L_{A90} prese in esterno, si ottiene sommando in quadratura tutti i termini elencati:

$$u_c = \sqrt{u_{strum}^2 + u_{dist}^2 + u_{rifl}^2 + u_{alt}^2}$$

Inserendo i tipici valori e considerando il caso di massima incertezza, si può allora assumere un'incertezza massima sulle misure di livello di pressione sonora pari a $1 \text{ dB}(A)$.

Per ottenere l'incertezza complessiva del metodo con un livello di confidenza del 90% si sommano in quadratura l'incertezza della procedura con l'incertezza sulle misure prese in esterno con un fattore di copertura $k = 1,65$.

$$u_{totale} = k \cdot \sqrt{u_c^2 + u_{pr}^2} \sim 4 \text{ dB}(A)$$

4.5.5 La scelta della media energetica

Dopo l'eliminazione degli eventi spuri dai dati di misura ci si è trovati in possesso di una (relativamente) grande quantità di dati di rumore; come è stato visto nelle sezioni precedenti, questi dati sono necessari durante le varie fasi della procedura per essere graficati o in funzione della velocità di rotazione delle pale (stima del rumore residuo, stima dell'emissione degli aerogeneratori) o della velocità del vento a terra (stima del rumore della vegetazione in funzione del vento a terra, calcolo del differenziale) ed ottenere le relazioni cercate. Così facendo, ogni grafico presentava una dispersione notevole dei dati che avrebbe fornito risultati comprendenti dati statisticamente poco probabili e rette di regressione affette da incertezze elevate. Si è quindi cercato un parametro statistico tale che da una serie di N valori di rumore ($L_{A90,i}$) ne fornisse solamente uno: il massimo, la media, il novantesimo percentile (definita come il livello superato nel 90% dei casi), la media energetica (definita come $10 \log_{10} \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{A90,i}} \right]$). Per scegliere quello giusto si è effettuato alcune verifiche e si riporta, a titolo di esempio in figura 4.30, il calcolo del rumore residuo nel caso della misura "Scapiccioli 2" con l'utilizzo dei diversi parametri:

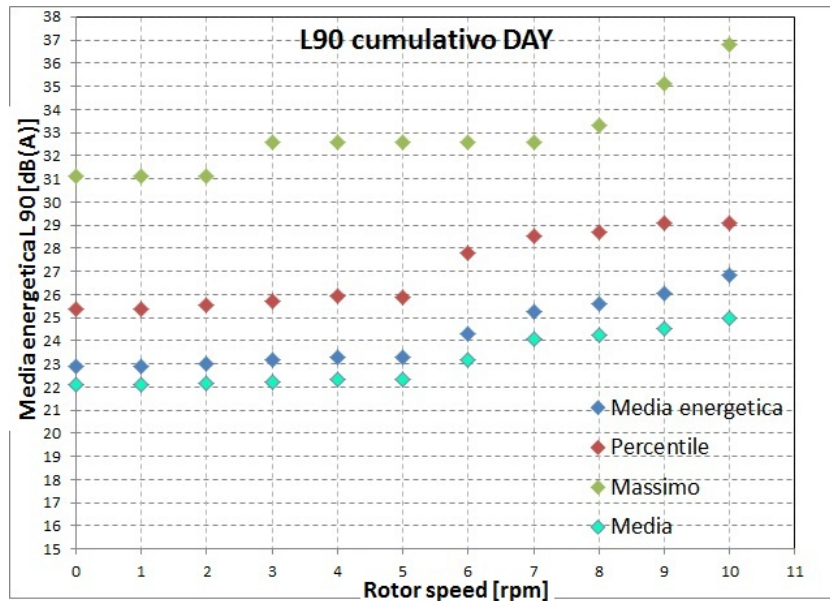


Figura 4.30: Differenza fra l'uso dei vari parametri al momento del calcolo del rumore residuo in funzione della rotazione delle pale nel periodo diurno a Scapiccioli.

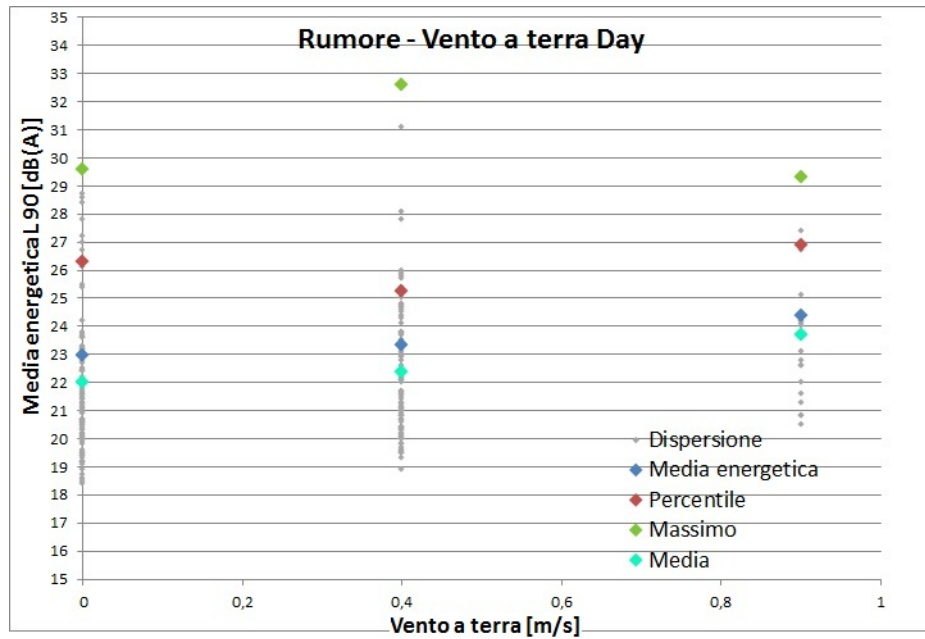


Figura 4.31: Differenza fra l'uso dei vari parametri al momento della dispersione del rumore residuo con tutte le pale minori di 6 rpm in funzione del vento a terra nel periodo diurno a Scapiccioli.

Dalle figure 4.30 e 4.31, si può notare come il massimo sovrastimi il campione dei dati, tenendo in considerazione dati anomali dovuti a condizioni particolari o ad errata pulizia. Anche il livello percentile risulta sempre superiore di almeno 5 $dB(A)$ rispetto alla media e alla media energetica, sovrastima che se applicata nelle prime fasi della procedura (come nel caso riportato nelle figure 4.30 e 4.31) e successivamente riapplicata nelle fasi successive, porta a risultati distanti dalla realtà.

Un'ulteriore prova effettuata è stata quella di vedere l'istogramma dei valori di rumore per le varie classi di velocità di rotazione delle pale, come riportata a titolo di esempio nella figura 4.32, effettuata per i dati con tutte le pale minori di 6 rpm.

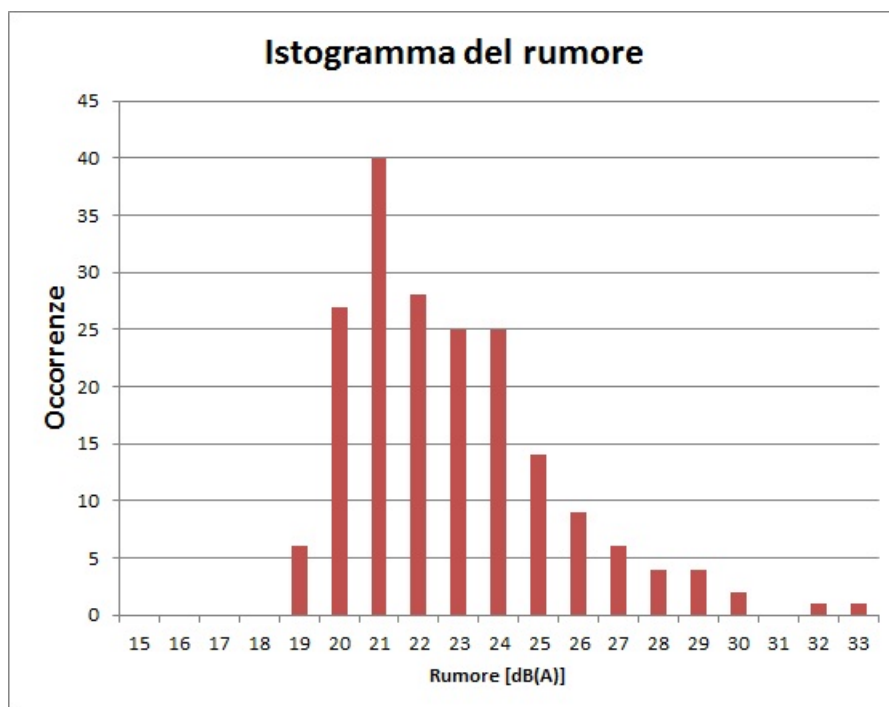


Figura 4.32: Istogramma dei dati di rumore con tutte le pale minori di 6 rpm nel periodo diurno a Scapiccioli.

Per i dati riportati in figura 4.32 valgono i seguenti valori:

media	22,6 [dB(A)]
media energetica	23,3 [dB(A)]
massimo	32,6 [dB(A)]
90-percentile	25,9 [dB(A)]

Il massimo e il 90-percentile sono ben differenti dal valore della media, mentre la media energetica risulta uguale ad essa in caso di approssimazione alla prima cifra decimale. Per questo motivo e per il fatto che il L_{Aeq} è definito come una media energetica sul tempo di misura di un livello di pressione sonora misurato, la scelta è ricaduta sull'uso della media energetica. Prendere, quindi, la media energetica di una serie di valori di L_{Aeq} (o di L_{A90} , assunti fisicamente identici nella procedura) misurati su un intervallo di 10 minuti equivale a calcolare il valore del L_{Aeq} su un unico periodo dato dalla somma degli n intervalli di 10' considerati.

In questo modo, oltre ad escludere dal calcolo gli eventi troppo alti, si sopperisce anche al fattore “buchi” nelle misure, poiché con la media energetica i tanti piccoli intervalli di misura vengono compattati in un unico periodo complessivo.

4.6 Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico

Si riporta di seguito la proposta effettuata per una “*Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico*”, da effettuare a partire dai dati misurati seguendo la “*Procedura di misura dell'impatto acustico di un impianto eolico*” eolico descritta ad inizio capitolo.

4.6.1 Creazione del Database

Secondo la presente procedura, gli aerogeneratori considerati “impattanti”, e quindi da prendere in considerazione, sono quelli che soddisfano entrambe le seguenti condizioni:

1. la distanza fra rotore e punto di misura è $< 1Km$;
2. la linea di vista fra rotore e punto di misura non è interrotta da rilievi (il rotore è “a vista” dal punto di misura, senza considerare la vegetazione).

Ricollegandosi alla “*Procedura di misura dell'impatto acustico di un impianto eolico*” esposta precedentemente, per “*dato di misura*” s'intende l'insieme dei valori assunti dai seguenti parametri in un periodo di 10 minuti:

- Parametri misurati al suolo: L_{Aeq} ; L_{A90} ; velocità e direzione del vento; pioggia; temperatura.
- Parametri misurati ad altezza rotore (per ogni aerogeneratore impattante): direzione vento; velocità di rotazione delle pale; temperatura.

È di fondamentale importanza la sincronizzazione degli strumenti utilizzati per la misura dei vari parametri meteo e di rumore; in particolare, deve essere verificata con attenzione la sincronizzazione degli strumenti di misura al suolo con quelli di misura ad altezza rotore (di solito forniti dal gestore dell'impianto). I dati di misura devono essere analizzati e ripuliti sulla base delle seguenti criteri:

- scartare i dati di misura per i quali, in un particolare intervallo di 10', uno o più dei parametri sopra specificati non è disponibile;
- scartare i dati per i quali la velocità del vento al suolo (media sui 10') è risultata $> 5 m/s$, oppure la pioggia è risultata $> 0,2mm$;
- ripulire gli andamenti temporali dei livelli di rumore da eventi sonori anomali particolarmente influenti (rumori di animali, sirene, allarmi, passaggi di aerei, ecc.) e scartare i dati di misura per i quali la durata risultante dopo la ripulitura risulti $< 5'$;

- al fine di prendere in esame soltanto le condizioni “favorevoli” di propagazione del rumore, dovranno essere selezionati i dati di misura per cui la direzione del vento misurata in corrispondenza di almeno uno degli aerogeneratori impattanti sia compresa in un intervallo di $\pm 30^\circ$ attorno alla direzione punto di misura – rotore per ogni sorgente che rispetta le condizioni appena elencate, è necessario costruire la rispettiva rosa dei venti (con i dati presi all'altezza del mozzo) per permettere l'identificazione della frequenza delle direzioni del vento. Quest'ultima pulitura deve essere effettuata solo dopo aver trovato il rumore residuo (prossimo paragrafo).

I dati di misura rimanenti dopo tale procedimento sono di seguito indicati come “dati utili”.

4.6.2 Stima del rumore residuo

Tutta l'analisi successiva deve essere effettuata separatamente per i periodi diurni e notturni.

Per ottenere una stima del rumore residuo con l'impianto attivo, cioè senza richiedere al gestore di fermare le macchine, è necessario partire dall'individuazione dei periodi in cui il contributo dell'emissione degli aerogeneratori al ricettore è trascurabile. Per fare ciò, si procede per gradi raggruppando i dati utili per cui la velocità di rotazione dei rotori impattanti è minore di x rpm, con x che assume valori interi da 1 fino alla velocità nominale di rotazione N . Si ottengono, così, N gruppi di dati per i quali si calcola la media energetica degli $L_{A90,10min}$ dei dati in esso contenuti e si riporta in un grafico $dB(A)/rpm$. Dall'andamento della media energetica si individua il valore di soglia S di rotazione delle pale oltre il quale la media dei livelli di rumore comincia a salire. Il valore ottenuto dalla media energetica di tutti i valori con rpm minore di S viene considerato rumore residuo. È necessario individuare i valori di velocità del vento a terra corrispondenti ai dati di residuo associabile al livello appena ottenuto. In un grafico rumore su velocità del vento a terra, si riportano tutti i dati utili precedentemente selezionati per i quali la velocità di rotazione delle pale delle torri impattanti è minore di S . Si ottengono così i valori di velocità del vento a terra per cui è possibile associare un rumore della vegetazione uguale al rumore residuo prima determinato. Nel grafico in funzione della velocità del vento a terra, i valori si dovranno distribuire circa in modo costante intorno al valore di media energetica trovata precedentemente. Se così non fosse, può accadere che per le velocità a terra maggiori compaiano valori (solitamente pochi) che si discostano da questo andamento costante; in tal caso, deve essere considerata come limite la velocità a terra per la quale la corrispondente media energetica dei valori

di rumore differisce dal rumore residuo per una quantità massima pari all'incertezza del metodo, valutata pari a $4 \text{ dB}(A)$.

4.6.3 Stima dell'emissione degli aerogeneratori

Il migliore parametro a cui legare il livello di rumore per descrivere l'emissione sonora del parco eolico risulta essere l'*rpm massimo equivalente* delle torri in vista al ricettore ($rpm_{eq,max}$), che si calcola con i seguenti passaggi:

- normalizzare i valori degli rpm_i di ciascuna torre considerata impattante secondo le valutazioni fatte inizialmente, rispetto a quella con minore distanza geometrica (d_1) dal ricettore mediante la seguente relazione:

$$rpm_{eq,i} = rpm_i \times \left(\frac{d_1}{d_i} \right)^2 \quad (4.2)$$

- prendere il massimo tra gli $rpm_{eq,i}$.

Per stimare l'emissione degli aerogeneratori, si selezionano dall'insieme di tutti i dati utili quelli corrispondenti a velocità del vento a terra pari o inferiori al massimo individuato nel punto precedente. Si sottrae energeticamente dagli $L_{A90,10min}$ dei dati selezionati il valore di livello di rumore residuo stimato; l'insieme di dati di rumore ottenuto corrisponde all'emissione dell'impianto eolico al ricettore al variare della velocità di rotazione delle pale. Si riportano in un grafico, in funzione della velocità di rotazione, le medie energetiche dei valori compresi in ogni intervallo di $0,5 \text{ rpm}_{eq,max}$ a partire dal valore di soglia; il fit lineare della dispersione dei valori si assume che rappresenti l'emissione di rumore dell'impianto.

4.6.4 Stima del rumore della vegetazione

Dai valori di $L_{A90,10min}$ corrispondenti a tutti i dati utili, si sottrae il valore di emissione ricavato dalla curva di regressione dell'emissione. Per i valori corrispondenti al residuo stimato inizialmente (tutte le pale con rotazione minore della soglia S), si considera come rumore della vegetazione il valore di ambientale misurato. Il procedimento prevede la sottrazione logaritmica di un dato teorico da un dato empirico che porta a numerosi casi di logaritmi con argomento negativo: questi dati sono allora da ritenersi non validi e devono essere eliminati in questa parte di procedura. Le medie energetiche dei dati di rumore ottenuti per ogni classe di vento a terra devono essere riportate in grafico in funzione del vento a terra; il fit lineare che ne deriva, si assume che rappresenti il rumore della vegetazione in funzione del vento a terra.

4.6.5 Calcolo del livello differenziale di rumore in funzione del vento a terra

Per tutti i dati utili, si calcola il valore di emissione simulata (funzione della rpm) e il valore di rumore della vegetazione (funzione del vento a terra); la somma energetica dei due fornisce il totale simulato. Per ogni dato con velocità di rotazione delle pale minore della soglia S , si deve mettere emissione uguale a zero e rumore della vegetazione uguale al rumore residuo. Il livello differenziale di rumore si può adesso calcolare come differenza fra totale simulato e rumore della vegetazione simulato. Graficando questo valore in funzione del vento a terra, si può vedere la dispersione che hanno questi valori. Per avere invece un valore unico per ogni vento a terra, è necessario calcolare la media energetica del livello differenziale corrispondente ad ogni vento a terra. Per poter fare confronto è necessario calcolare la media energetica, per ogni vento a terra, del totale simulato. Il grafico di questi due valori in funzione del vento a terra è lo strumento necessario per la valutazione del differenziale.

Capitolo 5

L'applicazione al parco eolico “La miniera”

La procedura di analisi proposta permette di ricreare analiticamente, a partire dai dati misurati, il valore del livello di emissione e quello del livello di rumore della vegetazione, e di ricostruire il livello di rumore complessivo mediante il quale valutare, inoltre, il livello differenziale in funzione del vento a terra.

In questo capitolo sono riportati i risultati delle misure utilizzate per la messa a punto della procedura ed effettuate presso l'impianto eolico “La miniera” nel comune di Montecatini val di Cecina (PI), in particolare quelle effettuate presso il sito di misura denominato “Scapiccioli 2”.

Successivamente vengono descritte delle ulteriori analisi effettuate con l'intenzione di migliorare e semplificare tale procedura.

5.1 I risultati delle misure del sito “Scapiccioli 2”

Tutte le misure effettuate presso il parco eolico “La miniera” sono state analizzate ed hanno contribuito alla scelta dei parametri utilizzati nella procedura, ma si riporta a titolo d'esempio solamente quella effettuata nel sito “Scapiccioli 2”.

Dopo aver eliminato gli eventi spuri e creato il database dei dati, è necessario valutare quale siano gli aerogeneratori impattanti, nel modo definito dalla procedura, cioè tali che soddisfino le condizioni:

1. la distanza fra rotore e punto di misura $\leq 1Km$;
2. il rotore è “a vista” dal punto di misura, senza considerare la vegetazione.

Valutando quindi le distanze geometriche dal punto di misura ai vari aerogeneratori, si può escludere il numero 5 ed il 6, poiché a distanza molto maggiore di 1 *km*; i dati degli altri sono riportati in tabella 5.1.

	<i>Distanza a terra [m]</i>	<i>Altezza [m]</i>	<i>Altezza relativa[m]</i>	<i>distanza geometrica [m]</i>	<i>direzione</i>
WTG-1	725	573	61	727	68,47°
WTG-2	614	566	54	616	50,92°
WTG-3	640	553	41	641	292,54°
WTG-4	845	557	45	846	302,1°

Tabella 5.1: Valori di distanza, altezza e direzione per gli aerogeneratori impattanti del parco eolico "La miniera".

Il valore di "altezza relativa" è dato dall'altezza alla base dell'aerogeneratore meno l'altezza al ricettore, cioè 512 m.

Per il secondo criterio, invece, è necessario escludere l'aerogeneratore 3 e 4, perché la presenza di un rilievo collinare ne occulta la visuale, come visibile in figura 5.1.

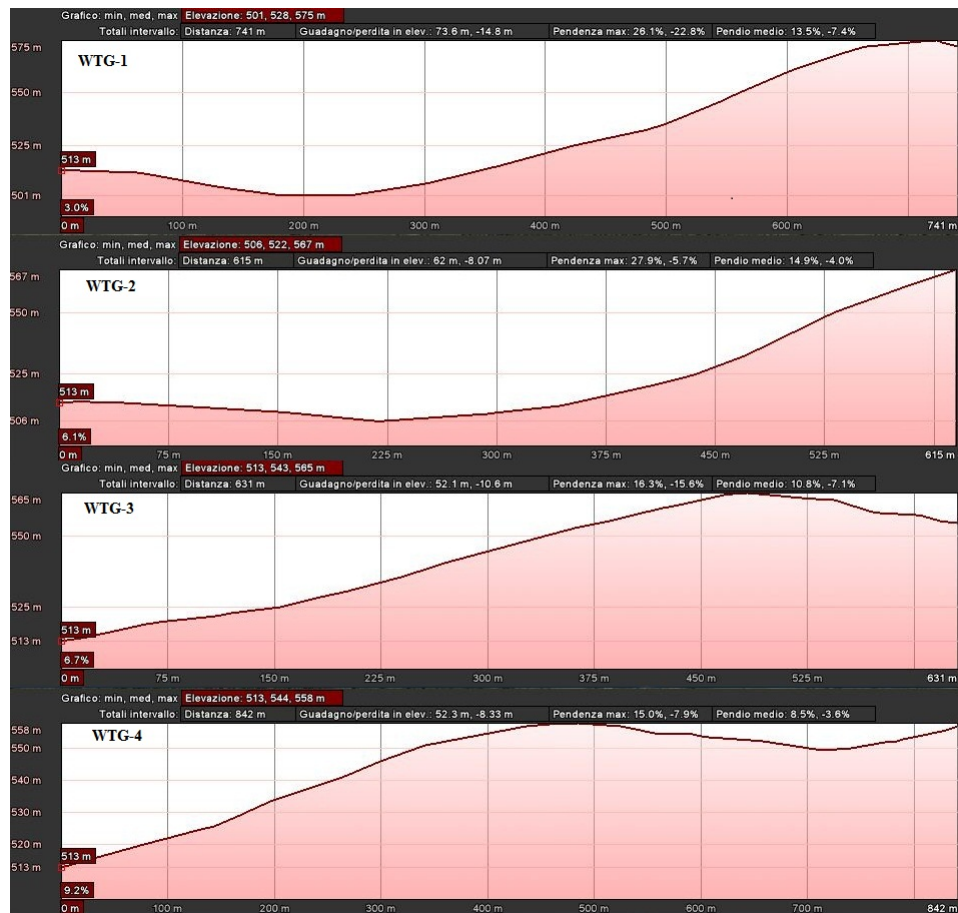


Figura 5.1: Profili elevazione del terreno fra ricettore e aerogeneratori 1-2-3-4.

L'analisi della ventosità del sito permette di ricavare la curva di Weibull e la rosa dei venti con i dati a disposizione. Data la grossa varietà nella direzione che il vento può assumere a terra, causata dai fenomeni visti precedentemente, effettuare

l'analisi della ventosità con i valore del vento al ricettore non ha senso, mentre lo ha con i dati presi all'aerogeneratore.

È stato creato un apposito programma in Excel che calcola la distribuzione distribuzione di Weibull per tutti i dati ("*globale*") e filtrata per gli intervalli di direzione solitamente usati nella rosa dei venti:

Direzione	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
Gradi	348-11	11-33	33-56	56-78	78-101	101-123	123-146	146-168
Direzione	S	SSW	SW	WSW	WSW	WNW	NW	NNW
Gradi	168-191	191-213	213-236	236-258	258-281	281-303	303-326	326-348

N.B. In meteorologia, la direzione di un vento rappresenta la sua direzione di provenienza, quindi se si considera ad esempio N, questo significa che il vento proviene da nord e prosegue verso sud, non viceversa.

Nel periodo analizzato, per l'aerogeneratore 2, la velocità media del vento ad altezza del rotore è risultata essere $6,5 \text{ m/s}$, con una velocità massima di $15,6 \text{ m/s}$; la distribuzione di Weibull ottenuta è riportata in figura 5.2.

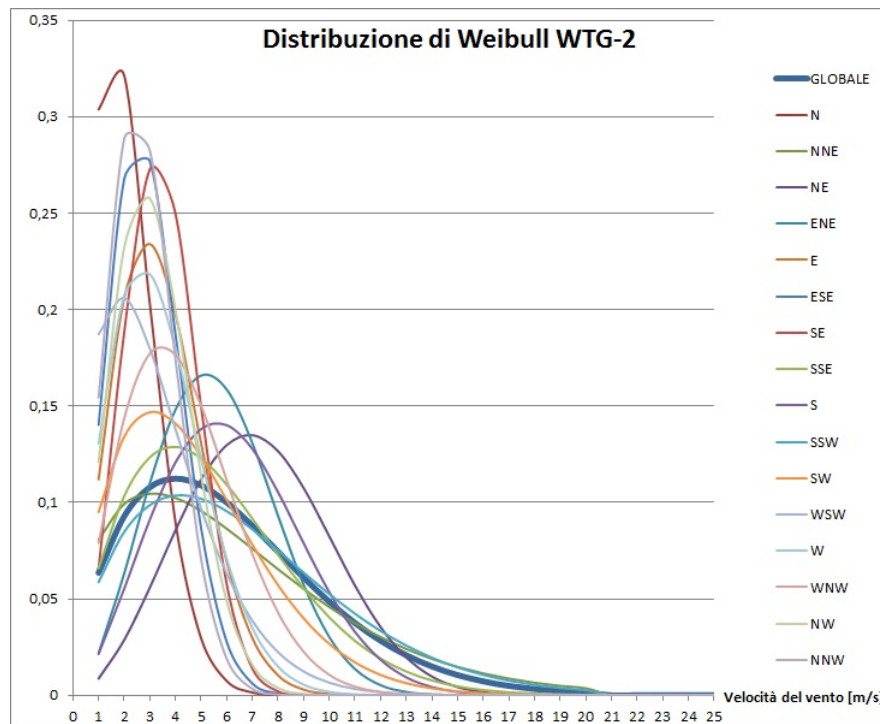


Figura 5.2: Distribuzione di Weibull globale e filtrata per direzioni creata dai dati per WTG-2.

La rosa dei venti, cioè le occorrenze per direzione, degli aerogeneratori 1 e 2 nel periodo corrispondente alla misura di "Scapiccioli 2" è mostrata in figura 5.4.

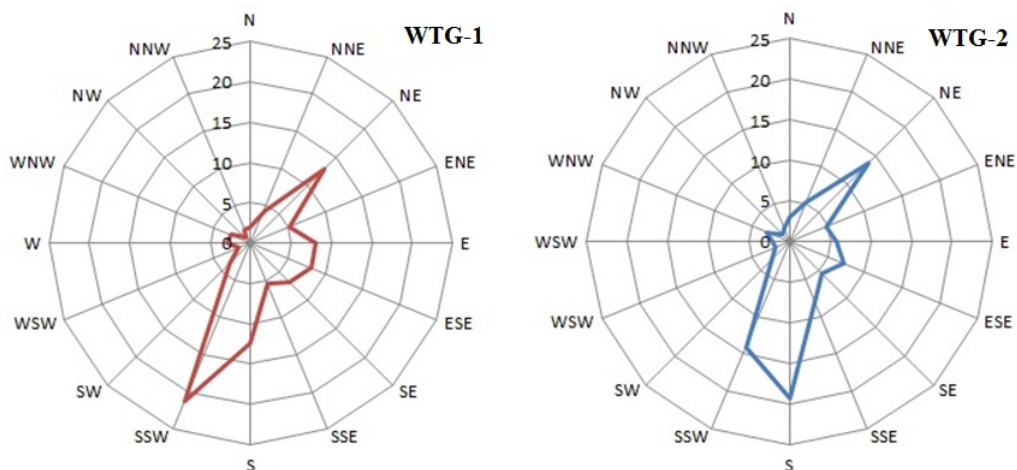


Figura 5.3: Rosa dei venti creata dai dati per WTG-1 e WTG-2.

Legando queste considerazioni alla direzione fra sorgente e ricettore ($68,47^\circ$ per l'aerogeneratore 1 e $50,92^\circ$ per il 2) si vede (figura 5.4) come una buona percentuale del tempo di misura considerato il vento è proveniente dalla direzione di maggiore impatto, cioè la direzione riportata $\pm 30^\circ$.

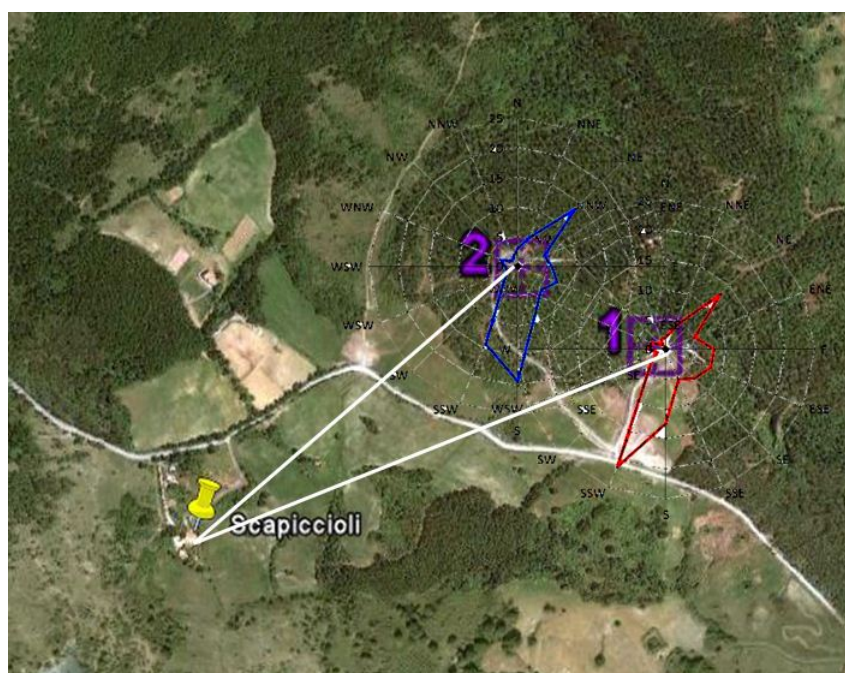


Figura 5.4: Rosa dei venti applicata al sito Scapiccioli.

La pulizia dei dati da tutti gli eventi anomali riduce nettamente i dati, infatti da 22 giorni di misura (dal 22/12/10 al 12/1/2011) rimangono solamente 2661 dati utili, di cui 1725 corrispondenti al periodo diurno e 936 a quello notturno, che sono comunque un numero superiore al minimo richiesto dalla procedura.

Dopo queste analisi preliminari, si passa all'analisi dei dati di rumore: per prima cosa si valuta il rumore residuo selezionando i dati utili che hanno valori di rotazione

di ciascuna pala minore di x rpm, a partire da 0 fino alla massima velocità di rotazione N . Il valore di rpm di attivazione corrisponde al punto in cui smette di essere costante il grafico $dB(A)/rpm$ della media energetica degli $L_{A90,10min}$ calcolata su ogni intervallo unitario delle velocità di rotazione delle pale, e la media energetica del rumore corrispondente a tale velocità di rotazione è il rumore residuo $L_{A90,res}$.

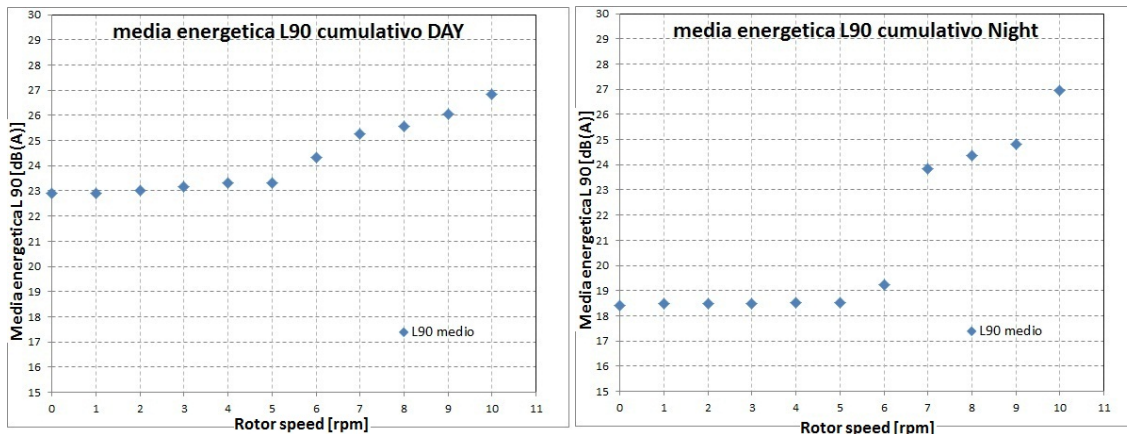


Figura 5.5: Rumore residuo nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

Va sottolineato che ogni punto graficato in figura 5.5 rappresenta il gruppo dei valori con tutte le rpm comprese fra 0 e il valore corrispondente più uno (il punto “2” ad esempio, equivale a $0 < rpm < 3$) e non fra il precedente e il corrispondente, da qui il termine “cumulativo” del grafico. Per questo, dall’andamento di questa funzione si individua il valore di soglia S di rotazione delle pale oltre il quale la media dei livelli di rumore residuo comincia a salire, cioè il valore “5” del grafico, cioè gli $rpm < 6$. Risulta correttamente lo stesso fra giorno e notte perché $rpm = 6$ è il valore di attivazione delle pale fornito dal gestore dell’impianto.

Il valore di rumore residuo, cioè la media energetica di tutti i valori con $rpm < 6$, è risultato 23 dB(A) per il periodo diurno e 19 dB(A) per quello notturno. I valori di velocità del vento a terra corrispondenti ai dati con rumore residuo associabile al livello appena ottenuto si ricavano graficando (figura 5.6) in funzione del vento a terra gli $L_{A90,i}$ precedentemente selezionati per i quali l’rpm delle 2 torri è minore di S .

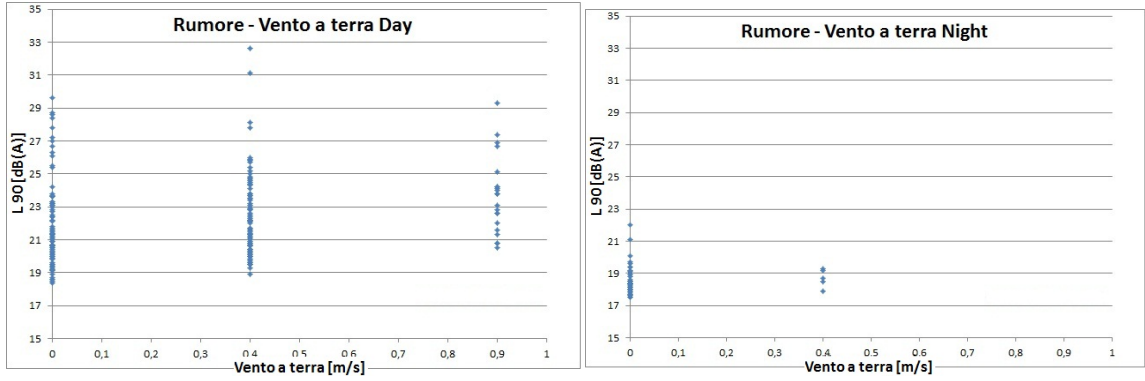


Figura 5.6: Rumore residuo (con tutte le rpm < 6) diurno e notturno in funzione del vento a terra nel periodo a Scapiccioli.

I valori di velocità del vento a terra per cui è possibile associare un rumore residuo uguale al rumore residuo determinato precedentemente sono $0,9 m/s$ per il periodo diurno e $0,4 m/s$ per quello notturno. Questi calcoli mostrano come in assenza di rumore degli aerogeneratori, in questo sito, la vegetazione non influisce sul rumore fino a queste velocità del vento.

Prima di procedere al passaggio successivo è necessario filtrare i dati per la direzione predominante di propagazione del rumore, in modo tale da considerare il caso di massimo impatto; sono allora considerati solo i dati che simultaneamente rispettano la condizione di $68 \pm 30^\circ$ sulla direzione dell'aerogeneratore 1 e di $51 \pm 30^\circ$, portando così ad una riduzione dei dati utili da 2661 a 1014, di cui 644 corrispondenti al periodo diurno e 370 a quello notturno.

Il range di velocità del vento a terra è importante anche per il calcolo dell'emissione sonora, perché in questo punto della procedura da tutti i dati iniziali vengono presi solamente quelli con vento a terra da 0 a $0,9 m/s$ per il periodo diurno e da 0 a $0,4 m/s$ per quello notturno e successivamente ai valori di $L_{A90,i}$ dei dati senza eventi anomali rimanenti viene sottratto energeticamente il valore del rumore residuo appena calcolato:

$$L_{A90,i,emis.day} = 10 \cdot \log_{10} (10^{L_{A90,i}/10} - 10^{23/10})$$

$$L_{A90,i,emis.night} = 10 \cdot \log_{10} (10^{L_{A90,i}/10} - 10^{19/10})$$

I dati di rumore ottenuti rappresentano l'emissione dell'impianto eolico al ricevitore al variare della velocità di rotazione delle pale, descritta dal parametro "rpm massimo equivalente" introdotta nell'equazione 4.2. Prima di effettuare il grafico in funzione della velocità di rotazione (figura 6.5), si effettuano le medie energetiche dei valori compresi in ogni intervallo di $0,5 rpm_{eq,max}$ a partire dal valore di soglia (6 rpm) fino al valore massimo (14,5 rpm).

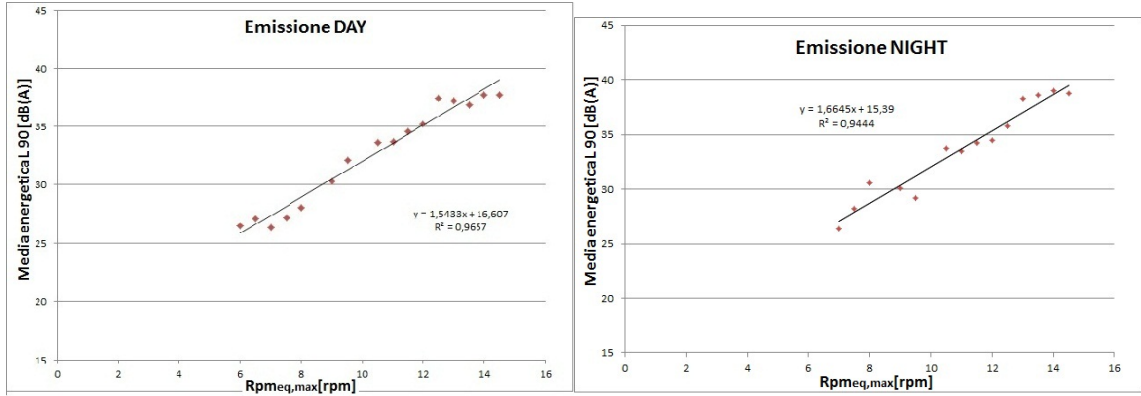


Figura 5.7: Grafico dell'emissione in funzione delle classi di $rpm_{eq,max}$ nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

L'emissione sonora dell'impianto eolico al ricettore è quindi descrivibile dall'equazione:

$$L_{A90,emis.day}(rpm_{eq,max}) = 1,54 \cdot rpm_{eq,max} + 16,61$$

$$L_{A90,emis.night}(rpm_{eq,max}) = 1,66 \cdot rpm_{eq,max} + 15,39$$

che sono i fit lineari della dispersione dei valori per il periodo diurno e notturno. I valori di 0,97 e 0,94 del parametro R^2 , entrambi quindi molto prossimi al valore unitario, sono indicatori della bontà del fit.

L'equazione dell'emissione per il periodo diurno e quello notturno sono molto simili fra di loro, con differenze che non raggiungono il $dB(A)$ all'interno dell'intervallo di rpm considerato, cioè quello di funzionamento delle pale (da 6 a 16 rpm).

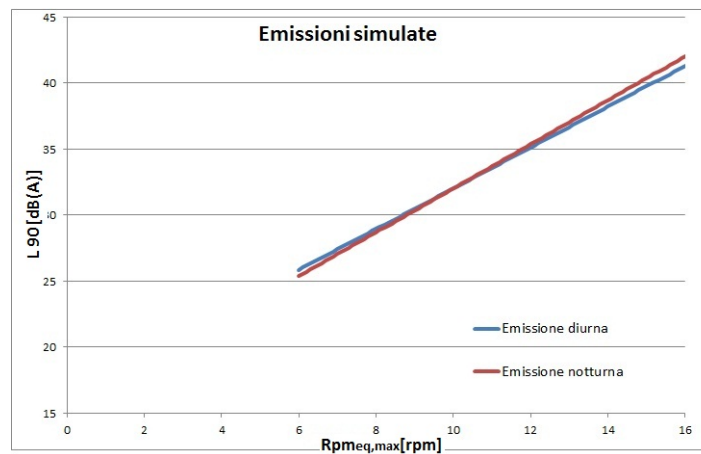


Figura 5.8: Confronto delle emissioni simulate in funzione dell' $rpm_{eq,max}$ nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

Il risultato mostrato in figura 5.8 mette in mostra come in questo sito e durante questo periodo di misura, l'emissione sonora degli aerogeneratori e la sua

propagazione non è dipendente dal momento della giornata. Ciò che invece dipende dall'orario è il rumore della vegetazione ed il conseguente effetto mascheramento che esso provoca.

Per valutare questo, si prendono nuovamente tutti i valori di $L_{A90,i}$ e si sottrae energeticamente il valore di emissione ricavato dalla curva di regressione dell'emissione, funzione del $rpm_{eq,max}$.

$$L_{A90,res.day} = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{L_{A90,i}/10} - 10^{L_{A90,emis.day}(rpm_{eq,max})/10} \right)$$

$$L_{A90,res.night} = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{L_{A90,i}/10} - 10^{L_{A90,emis.night}(rpm_{eq,max})/10} \right)$$

Per i valori corrispondenti al residuo già stimato inizialmente (tutte le pale con rotazione minore di 6 rpm), si considera come rumore della vegetazione il valore di ambientale misurato, dato che per tali dati è stata considerata emissione nulla.

Sottraendo logaritmicamente un dato teorico da un dato empirico si hanno casi di logaritmi con argomento negativo, i dati corrispondenti sono allora da ritenersi non validi e l'eliminazione di essi ha portato ad avere, in questa parte di procedura, 478 dati utili per il periodo diurno e 219 per il notturno. Sono state calcolate le medie energetiche dei valori di $L_{A90,i,res.}$ per ogni classe di vento a terra (v_t) e sono state graficate in funzione di esse (6.7).

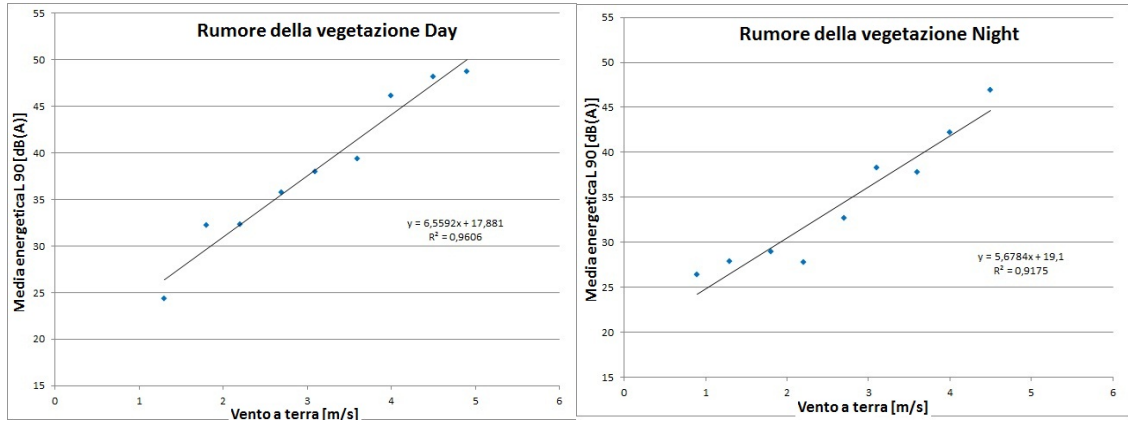


Figura 5.9: Grafici del rumore della vegetazione in funzione degli intervalli di vento a terra nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

Sui grafici sono riportati i dati corrispondenti solamente alle velocità del vento superiori alla soglia trovata con il calcolo del rumore residuo ($0,9 m/s$ per il periodo diurno e $0,4 m/s$ per quello notturno), perché l'andamento costante che hanno porterebbe solamente ad un fit diverso.

Dal fit si ottiene l'equazione che descrive il valore del rumore della vegetazione ($L_{A90,veg}$) in funzione del vento a terra:

$$L_{A90,veg.day}(v_t) = 6,56 \cdot v_t + 17,88$$

$$L_{A90,veg.night}(v_t) = 5,67 \cdot v_t + 19,10$$

La stessa analisi effettuata per l'emissione, mostra invece come fra il rumore della vegetazione simulato nel periodo diurno e quello notturno vi sia, giustamente, una differenza, che può arrivare anche a circa 3 dB(A), come si vede in figura 5.10.

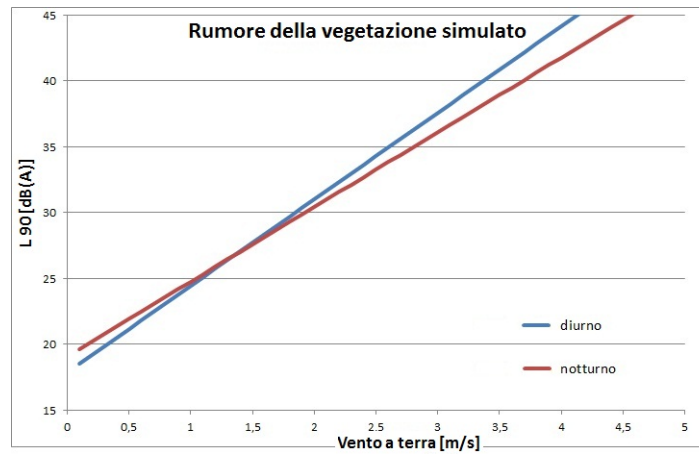


Figura 5.10: Confronto del rumore della vegetazione simulato in funzione della velocità a terra nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

Non rimane che da calcolare il differenziale in funzione del vento a terra. Il livello differenziale di rumore (L_D), come definito dal D.P.C.M. 14/11/97 [88], è la differenza algebrica tra il livello di rumore ambientale ed il livello di rumore residuo (che nel caso in questione è dato dal rumore della vegetazione). Il livello di rumore ambientale è dato a sua volta dalla somma energetica tra il livello di emissione e il livello di rumore residuo

Da tutti i dati utili si calcola il livello di emissione simulata (funzione della rpm) e il livello di rumore della vegetazione (funzione del vento a terra); la somma energetica dei due fornisce il livello ambientale totale simulato.

$$L_{A90,tot.day}(v_t, rpm_{eq,max}) = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{L_{A90,veg.day}(v_t)/10} + 10^{L_{A90,emis.day}(rpm_{eq,max})/10} \right)$$

$$L_{A90,tot.night}(v_t, rpm_{eq,max}) = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{L_{A90,veg.night}(v_t)/10} + 10^{L_{A90,emis.night}(rpm_{eq,max})/10} \right)$$

che, con i valori ottenuti, diventano:

$$L_{A90,tot.day}(v_t, rpm_{eq,max}) = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{(6,56 \cdot v_t + 17,88)/10} + 10^{(1,54 \cdot rpm_{eq,max} + 16,61)/10} \right)$$

$$L_{A90,tot.night}(v_t, rpm_{eq,max}) = 10 \cdot \log_{10} \left(10^{(5,67 \cdot v_t + 19,10)/10} + 10^{(1,66 \cdot rpm_{eq,max} + 15,39)/10} \right)$$

Per ogni dato con $rpm < 6$ per ciascun aerogeneratore, si deve mettere emissione uguale a zero e rumore della vegetazione uguale al rumore residuo. Il differenziale si calcola come la differenza algebrica fra totale simulato e rumore della vegetazione simulato. Graficando questi valori in funzione del vento a terra, si ottiene una dispersione ma è necessario calcolare la media energetica del differenziale corrispondente ad ogni vento a terra per avere un valore unico per ogni vento a terra (figura 6.8).

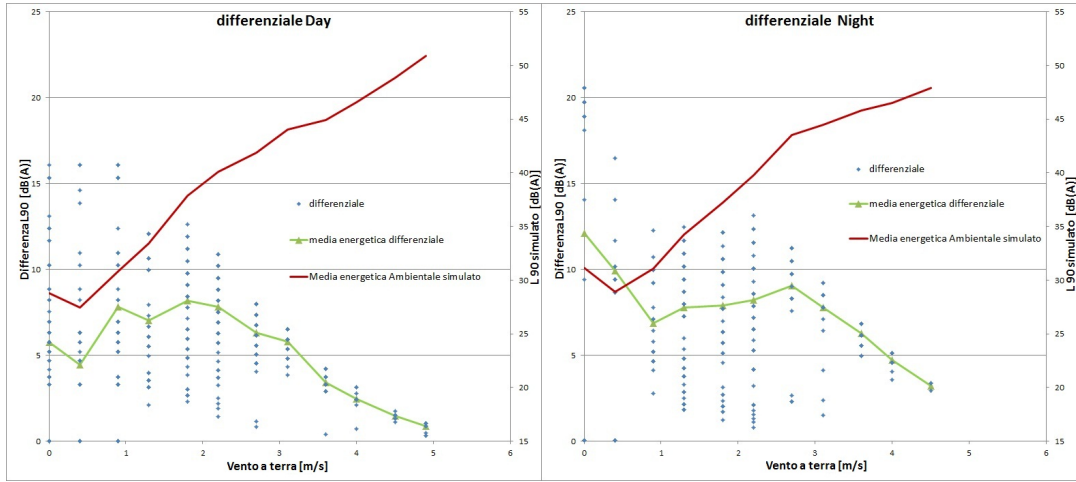


Figura 5.11: Grafico del differenziale in funzione degli intervalli di vento a terra nel periodo diurno e notturno a Scapiccioli.

Il D.P.C.M. 14/11/97 fissa un limite di immissione differenziale diurno (5 dB(A)) e notturno (3 dB(A)) da valutare all'interno degli ambienti abitativi. Inoltre il decreto stabilisce che per applicare questi limiti devono essere superati i seguenti valori di soglia di applicabilità:

- 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno, per misure effettuate a finestre aperte;
- 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno, per misure effettuate a finestre chiuse.

Nel caso della procedura proposta in questo lavoro, le misure sono effettuate all'esterno per l'impossibilità di eseguire misure a lungo termine all'interno di ambienti abitativi, pertanto si prenderanno come riferimento le soglie di applicabilità fissate per le misure a finestre aperte.

Per poter quindi effettuare il confronto con quelli che sono i limiti di legge è necessario calcolare la media energetica del totale simulato per ogni vento a terra, in modo da avere un unico valore di rumore per ogni classe di vento a terra.

Si riportano in tabella 5.2 i valori di differenziale e rumore totale per ogni vento a terra, sia per il periodo diurno che per quello notturno:

$v_{terra} [m/s]$	Periodo diurno		Periodo notturno	
	$L_{A90} [dB(A)]$	$L_D [dB(A)]$	$L_{A90} [dB(A)]$	$L_D [dB(A)]$
0	28,8	5,8	31,1	12,1
0,4	27,4	4,4	28,9	9,9
0,9	30,8	7,8	31,1	6,9
1,3	33,4	7,0	34,3	7,8
1,8	37,9	8,2	37,2	7,9
2,2	40,1	7,8	39,8	8,2
2,7	41,9	6,3	43,5	9,1
3,1	44,0	5,8	44,5	7,8
3,6	44,9	3,4	45,8	6,3
4	46,6	2,4	46,5	4,7
4,5	48,9	1,5	47,9	3,2
4,9	50,9	0,9	-	-

Tabella 5.2: Valori di livello differenziale di rumore calcolato per il dito di misura "Scapiccioli2".

Secondo la normativa vigente, allora, nel caso diurno non è possibile applicare il criterio differenziale perché non è raggiunta la soglia di $50 dB(A)$, nonostante che il differenziale risulti alto alle medie velocità del vento; nel periodo notturno, invece, la soglia di applicabilità si abbassa a $40 dB(A)$ ma, per quanto visto nella trattazione già effettuata, il rumore eolico non diminuisce. Di conseguenza, nel periodo notturno si hanno alti livelli di differenziale applicabili alle medie e alte velocità del vento.

5.2 Le ulteriori analisi effettuate

Si descrivono di seguito le ulteriori analisi effettuate allo scopo di migliorare e semplificare la "Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico".

5.2.1 La scelta del tipo di fit

Prima dell'ultima versione della procedura, si era pensato di non effettuare i fit lineari, ma di effettuarli con la funzione che meglio descrivesse gli andamenti del rumore in funzione del vento a terra o della velocità di rotazione delle pale: polinomiale o logaritmica.

Per quanto riguarda l'emissione in funzione degli $rpm_{eq,max}$, in figura 5.12 si riporta a titolo di esempio quanto visto nel caso relativo al periodo diurno della misura a "Scapiccioli 2".

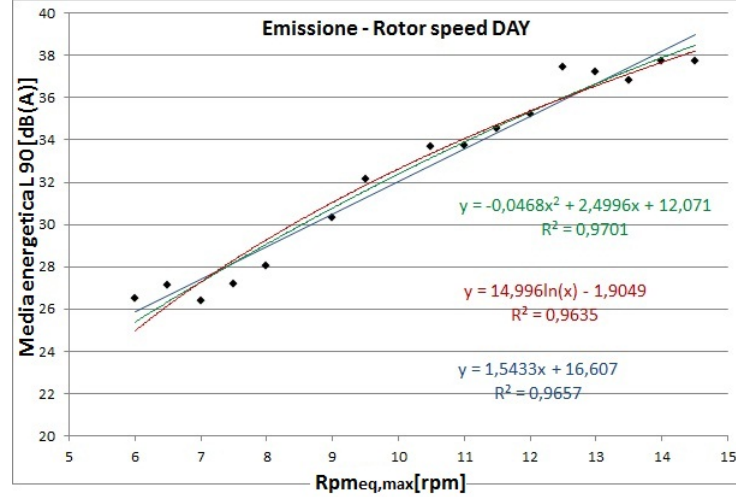


Figura 5.12: Vari tipi di fit dell'andamento del rumore in funzione della $rpm_{eq,max}$ nel periodo diurno a Scapiccioli.

L'andamento polinomiale, di secondo grado in questo caso, fornisce un'equazione:

$$y = -0,0468x^2 + 2,4996x + 12,071$$

con un valore di bontà del fit di $R^2 = 0,9701$; quello logaritmico:

$$y = 14,996\ln(x) - 1,9049$$

con un $R^2 = 0,9635$; quello lineare:

$$y = 1,5433x + 16,607$$

con un $R^2 = 0,9657$.

Tutti i fit sono risultati ottimi, allora, dato che le differenze che si creano a monte della procedura poi si ripercuotono nei passaggi successivi, si era optato per il fit polinomiale in quanto quello con R^2 leggermente migliore degli altri.

Per il rumore residuo, invece, si era inizialmente seguito il metodo di misura proposto da Bowdler nel 2007 [59], per cui il miglior fit dell'andamento del rumore in funzione del vento (a terra) è dato dalla somma di due funzioni, una costante ed una logaritmica:

$$L = A \cdot \log(v) + B$$

La parte costante è stata confermata nella procedura elaborata in questo lavoro al momento del calcolo del rumore residuo della prima parte della procedura, mentre per la parte dipendente dal vento, invece, l'andamento logaritmico non è risultato quello migliore e sono state effettuate numerose prove che hanno portato a effettuare fit diversi per diversi intervalli di vento a terra, per garantirne la migliore bontà possibile. In figura 5.13 si riporta, a titolo di esempio, i valori della media energetica del residuo in funzione del vento a terra per quanto visto nel caso relativo al periodo diurno della misura a "Scapiccioli 2".

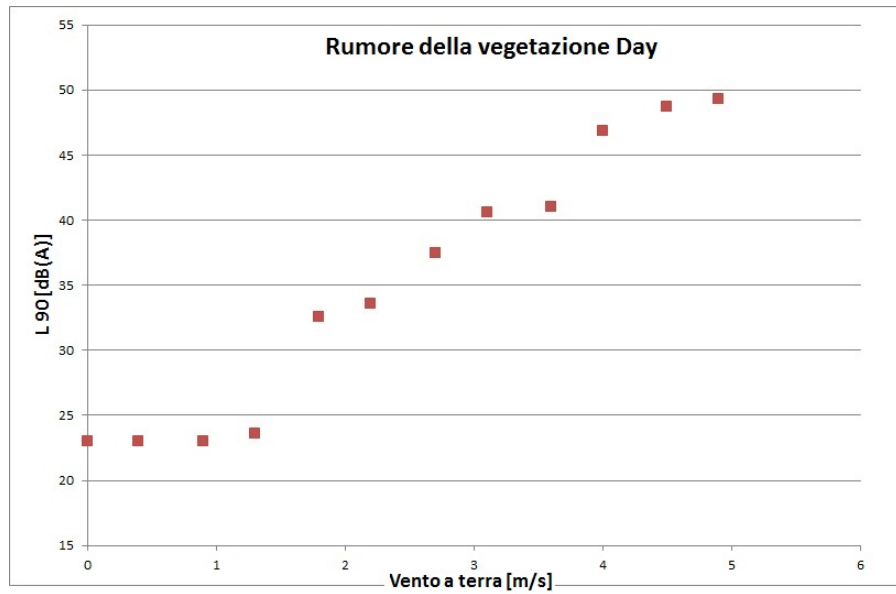


Figura 5.13: Andamento della media energetica del rumore della vegetazione in funzione del vento a terra nel periodo diurno a Scapiccioli.

Su questi dati, a partire dal vento a terra di $1,3 \text{ m/s}$ sono stati effettuati i fit di tipo quadratico e logaritmico, ottenendo:

$$y = -0,2894x^2 + 8,3614x + 15,466$$

$$y = 18,106\ln(x) + 19,201$$

rispettivamente con $R^2 = 0,9625$ e $R^2 = 0,9484$. Da qui l'iniziale preferenza dell'andamento quadratico, successivamente diviso in intervalli di vento a terra con andamento leggermente diverso fra loro, per i quali si è ottenuto i due fit riportati in figura 5.14.

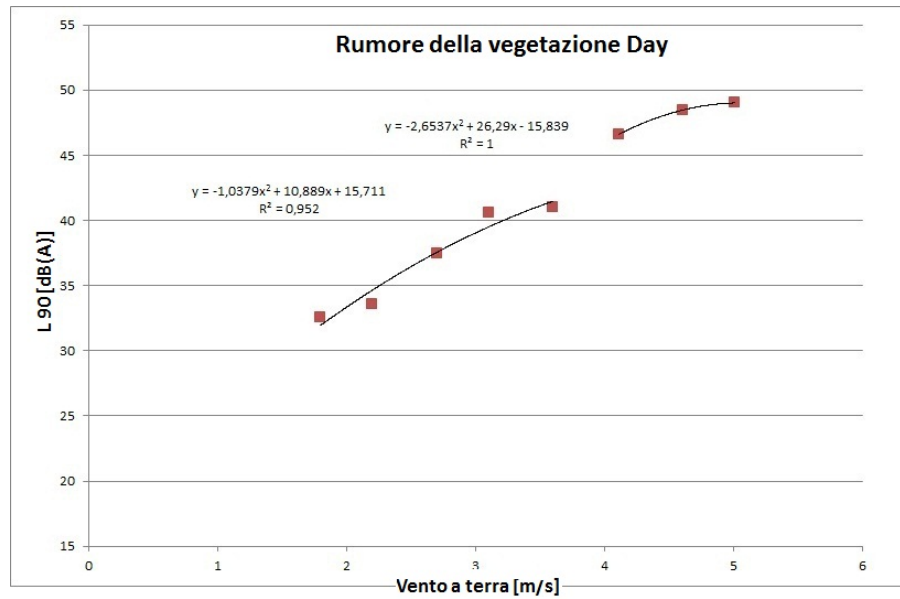


Figura 5.14: Fit delle parti dell'andamento del rumore della vegetazione in funzione del vento a terra nel periodo diurno a Scapiccioli.

che presentano un valore di R^2 addirittura pari ad 1 in un caso.

Utilizzando fit di tipo polinomiale di secondo grado, invece che lineari, durante il calcolo delle differenze fra totale simulato e totale misurato si è giunti ad avere un lieve miglioramento dell'incertezza sperimentale del modello. Questo miglioramento è visibile nella parte negativa del grafico di figura 6.10, segno che in questo caso l'incertezza che ha il metodo è dovuta quasi esclusivamente ad una sovrastima.

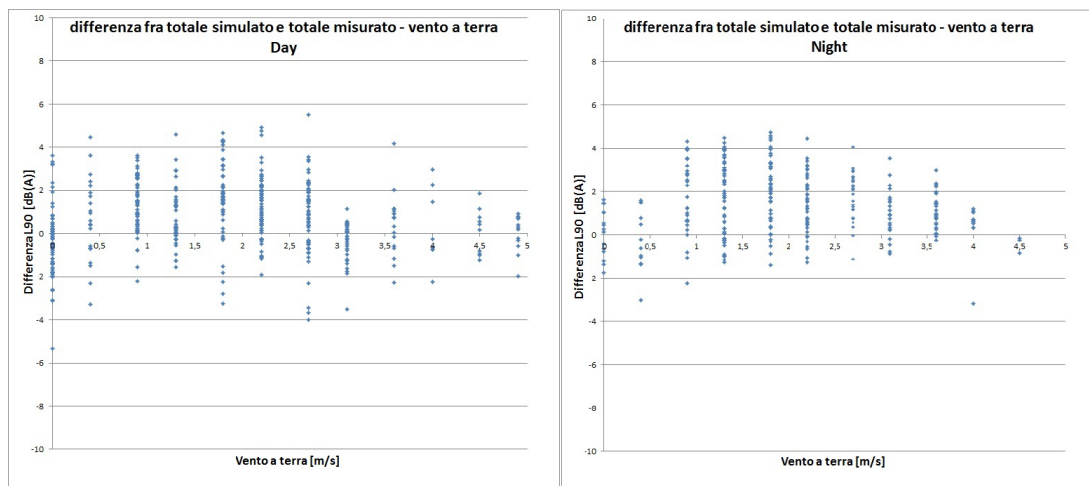


Figura 5.15: Dispersione della differenza fra totale simulato e misurato, con fit di secondo grado, senza considerare i dati relativi al rumore residuo in funzione del vento a terra nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

Per poter valutare la funzione che meglio approssima l'andamento del rumore in funzione dei valori rpm riportato in figura 5.12, è stato impiegato un approccio

statistico basato sul modello lineare, sul polinomio di secondo grado e su un andamento di tipo logaritmico. La scelta dell'andamento da utilizzare è stata effettuata non solo valutando la bontà di approssimazione dal valore di R^2 , ma anche considerando il valore del p-value in ogni fit. Il miglioramento del fit da una funzione di primo grado ad una più complessa è stato valutato con l'analisi della varianza.

Utilizzando l'ambiente statistico open source R (www.r-project.org), l'andamento del livello di rumore in funzione del valore di rpm , riportato in figura 5.12, è stato simulato ottenendo valori analoghi a quelli ottenuti tramite l'analisi effettuata con Excel e riportati precedentemente. Gli output del programma di analisi statistica forniscono per il fit lineare $L_{90} = a \cdot rpm_{eq,max} + b$ i seguenti valori:

Coefficienti del fit lineare:

	Estimate	std. error	t value	Pr(> t)	
a	1.54326	0.077771	19.86	1.18e-11	***
b	16.60708	0.83330	19.93	1.13e-11	***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
 Residual standard error: 0.8432 on 14 degrees of freedom
 (2 observations deleted due to missingness)
 Multiple R-squared: 0.9657, Adjusted R-squared: 0.9633
 F-statistic: 394.4 on 1 and 14 DF, p-value: 1.183e-11

Il valore del p-value di $1,18 \times 10^{-11}$ è molto significativo. Successivamente si riportano gli stessi parametri ottenuti per la regressione con un polinomio di secondo grado ($L_{90} = a \cdot rpm_{eq,max}^2 + b \cdot rpm_{eq,max} + c$).

Coefficienti del fit polinomiale:

	Estimate	std. error	t value	Pr(> t)	
a	-0.04683	0.03391	-1.381	0.19053	
b	2.49960	0.69653	3.589	0,00330	**
c	12.07082	3.38236	3.569	0.00343	**

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
 Residual standard error: 0.8171 on 13 degrees of freedom
 (2 observations deleted due to missingness)
 Multiple R-squared: 0.8171, Adjusted R-squared: 0.9655
 F-statistic: 211 on 2 and 13 DF, p-value: 1.233e-10

I p-value mostrano come la funzione polinomiale di secondo grado ($p - value = 1,233 \times 10^{-10}$) e la funzione logaritmica ($p - value = 1,845 \times 10^{-11}$) stimino altrettanto bene i dati sperimentali e l'analisi della varianza non mostra un significativo miglioramento nell'utilizzare un fit più complesso rispetto a quello lineare.

Dal momento che lo scopo di questo lavoro è quello di fornire una procedura per la valutazione dell'impatto acustico di un impianto eolico da inserire in un contesto normativo nazionale, che quindi dovrebbe trovare applicazione nell'ambito di procedimenti ufficiali condotti da tecnici privati o di enti pubblici, e per quanto visto dall'analisi statistica, si preferito la scelta più semplice e veloce dei fit lineari.

Un approccio statistico analogo a quello brevemente illustrato è stato impiegato durante il lavoro di analisi dei dati in tutte le procedure di fit.

5.2.2 Durata minima delle misure

Al momento della prima presentazione della proposta della *"Procedura di misura dell'impatto acustico di un impianto eolico"* ad ISPRA, una problematica sollevata è stata quella della durata della campagna di misura, considerata sufficiente se fruttuosa di un insieme di circa 2.000 intervalli minimi di misurazione utili dei quali almeno 500 corrispondenti alle condizioni di direzione del vento più gravose. Questo si traduce in una richiesta di minimo 2 settimane continuative di misure.

Per verificare se sia possibile diminuire questa richiesta di dati, la *"Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico"* è stata applicata ai dati della misura "Scapiccioli 2" relativi ad una sola settimana di misura, poi i risultati sono stati confrontati con quelli relativi a tutto il periodo di misura (19 giorni).

Considerando la settimana con il maggior numero di dati utili (filtrati per la direzione del vento favorevole) i dati effettivamente utilizzabili sono risultati 336 per il periodo diurno e 190 per quello notturno (contro 644 diurni e 377 notturni relativi ai 19 giorni di misura).

La riduzione del numero di dati su cui fare la procedura comporta che:

1. nel caso notturno, la *rpm* di attivazione è risultata essere 7, invece che 6;
2. si ottengono un numero minore di medie energetiche dei livelli di emissione degli aerogeneratori in funzione dell'*rpm* e non si coprono tutti i valori intermedi dell'intervallo considerato; in pratica, il numero di punti su cui eseguire il fit è minore e questo aumenta l'incertezza sui parametri del fit (coefficiente angolare e intercetta della retta) e quindi sui livelli di rumore teorici.

Nonostante ciò, i grafici delle emissioni e del rumore della vegetazione calcolati su una settimana differiscono di poco (entro l'incertezza accettabile) con i risultati ottenuti considerando tutti i dati (figure 5.16 e 5.17).

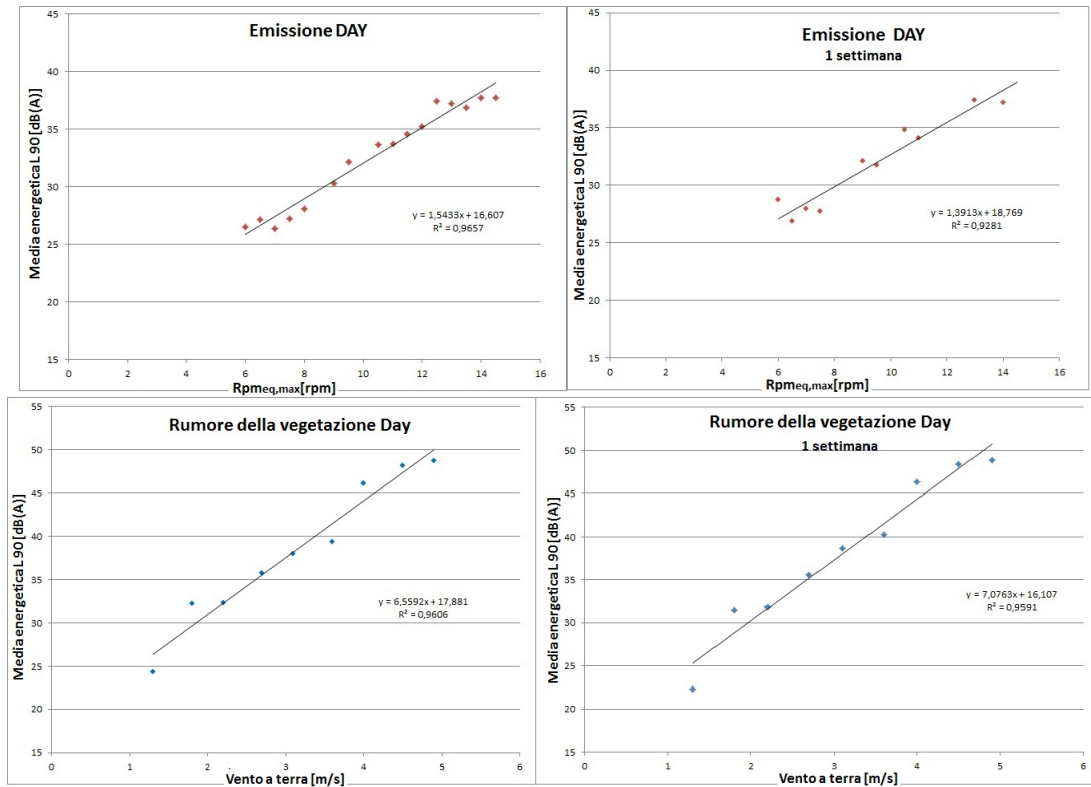


Figura 5.16: Confronto fra tutta la misura e una settimana nell'andamento dell'emissione e del rumore della vegetazione nel periodo diurno a Scapiccioli.

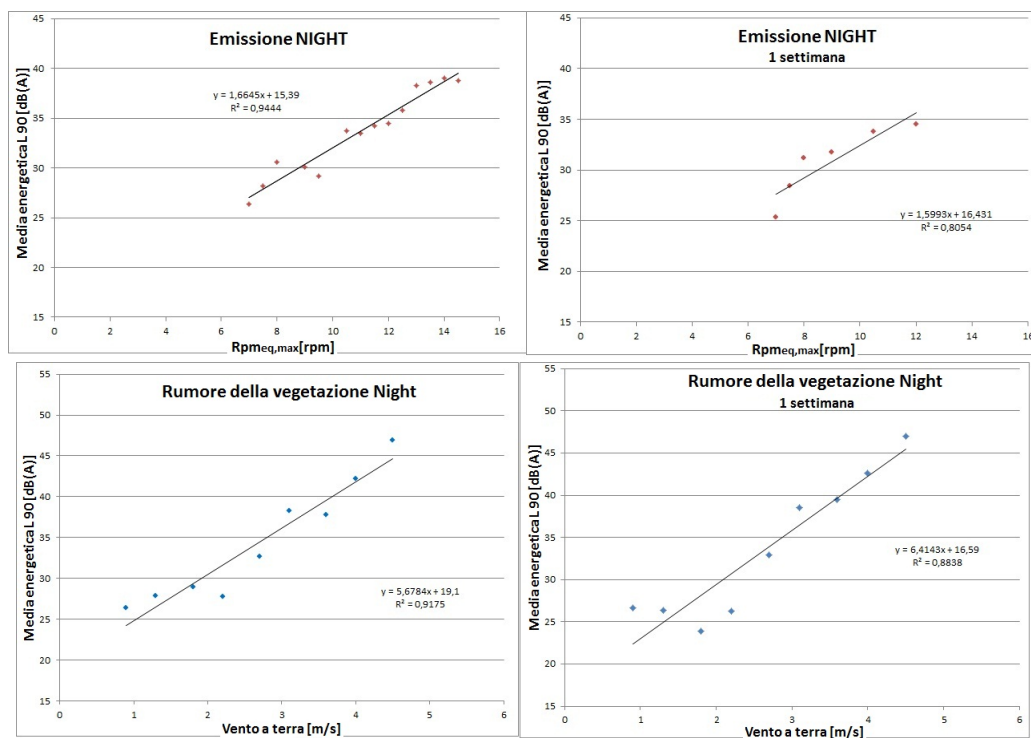


Figura 5.17: Confronto fra tutta la misura e una settimana nell'andamento dell'emissione e del rumore della vegetazione nel periodo notturno a Scapiccioli.

La mancanza di dati risulta determinante per il calcolo del differenziale dove, diminuendo il numero dei dati a disposizione, non si acquisisce una frequenza statistica attendibile di tutte le possibili combinazioni fra vento in quota e vento a terra. Ad esempio, nel periodo diurno del caso analizzato e mostrato in figura 5.18, il differenziale corrispondente ad un vento a terra pari a 0 m/s risulta ben diverso tra i due metodi, mentre per gli altri valori del vento a terra il corrispondente valore di differenziale non differisce notevolmente.

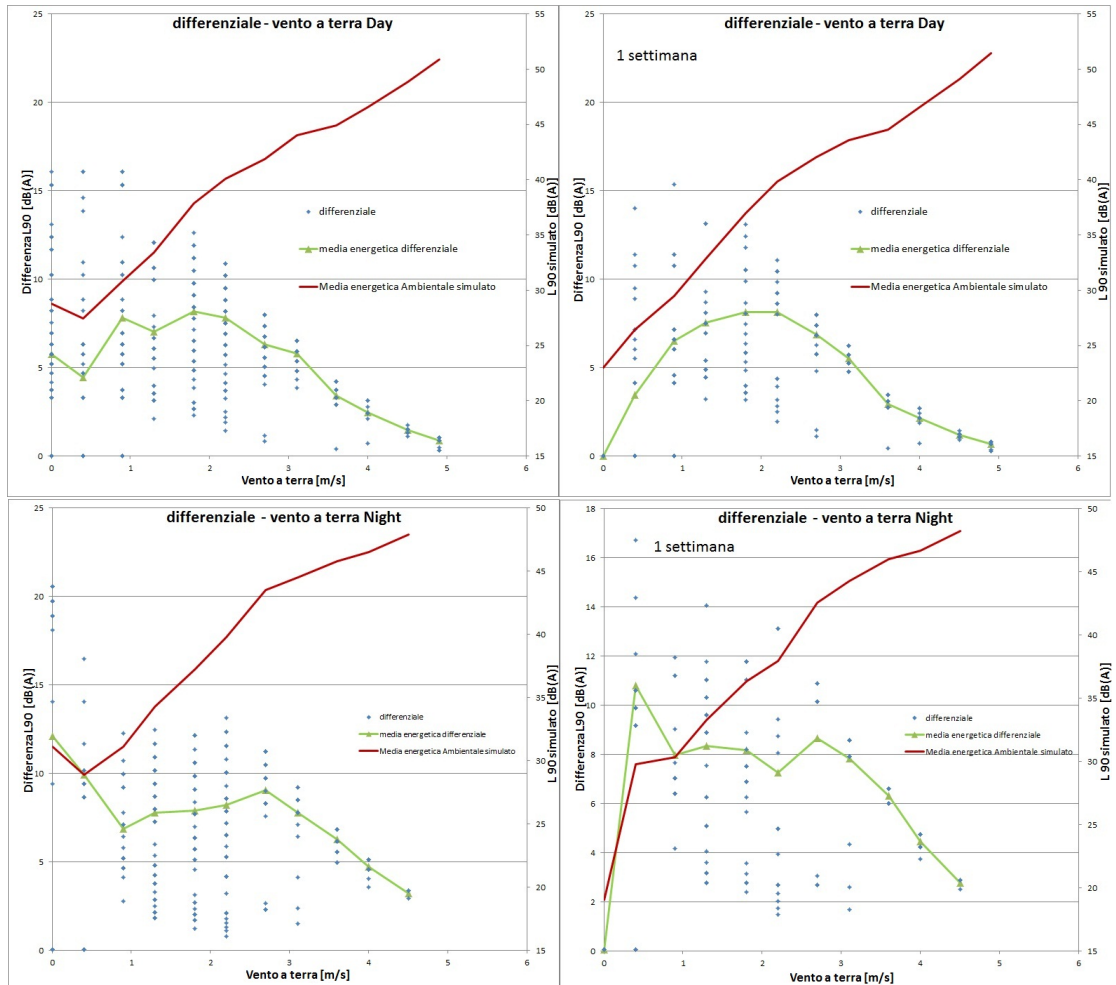


Figura 5.18: Confronto del differenziale di tutta la misura e di una settimana nei periodi diurno e notturno a Scapiccioli.

La causa di questa differenza sta nel fatto che nella settimana di misura individuata, non sono stati acquisiti dati con vento in quota elevato e vento a terra nullo; per cui, in generale, diminuendo il numero di dati a disposizione non è possibile comprendere la giusta frequenza statistica di tutte le possibili combinazioni fra vento in quota e vento a terra.

5.2.3 La ricerca di un metodo alternativo di eliminazione degli eventi spuri dai dati

Una parte problematica della procedura riguarda la pulizia dei dati da ogni evento anomalo, quali i rumori di animali, le sirene, gli allarmi, i passaggi di auto, treni ed aerei, i rumori antropici, ecc: a differenza di ogni altra misura di rumore nel caso del rumore da impianto eolico questa procedura risulta lunga e complessa. Il motivo di ciò è riconducibile al sito di misura, solitamente con basso rumore residuo per cui ogni piccolo disturbo, anche il lontananza, modifica l'andamento temporale del rumore. Questo non rende facile individuare i periodi in cui il rumore è prevalentemente generato dalla sorgente semplicemente guardando l'andamento, a differenza delle analisi di rumore da traffico stradale o ferroviario.

Per questo motivo si è cercato delle soluzioni alternative a quella "manuale" già mostrata e l'unica alternativa trovata in letteratura è stato il metodo proposto da G.P. Van Der Berg[28]. In questo metodo è necessario raccogliere i dati su base temporale di 5 minuti, non di 10' come nella procedura proposta in questo lavoro, perché, secondo l'autore, nei periodi in cui il rumore proveniente dalle turbine eoliche è predominante il livello sonoro è relativamente costante all'interno di un intervallo di 5 minuti. Il metodo che Van Der Berg propone è quello di utilizzare i livelli statistici L_{A5} e L_{A95} (definiti come il 5 e il 95 percentile nell'intervallo di misura) e di selezionare i periodi in cui c'è una bassa differenza fra questi due parametri. Questo corrisponde ai periodi in cui il rumore della sorgente è preponderante sul rumore residuo. Come intervallo è stato scelto dall'autore $L_{A5} - L_{A95} \leq 4dB$, perché in una distribuzione normale (Gaussiana) questo equivale ad una deviazione standard di $\sigma \leq 1,2dB$. Gli intervalli che non soddisfano questo criterio sono considerati rumore residuo.

Il metodo è stato testato con i dati a disposizione, in particolare quelli relativi alla misura di "Provincia 2": sono stati presi i valori di L_{A5} e di L_{A95} su intervalli temporali di 5', si è calcolato la differenza e i risultati sono stati graficati (figura 5.19) per avere l'andamento temporale.

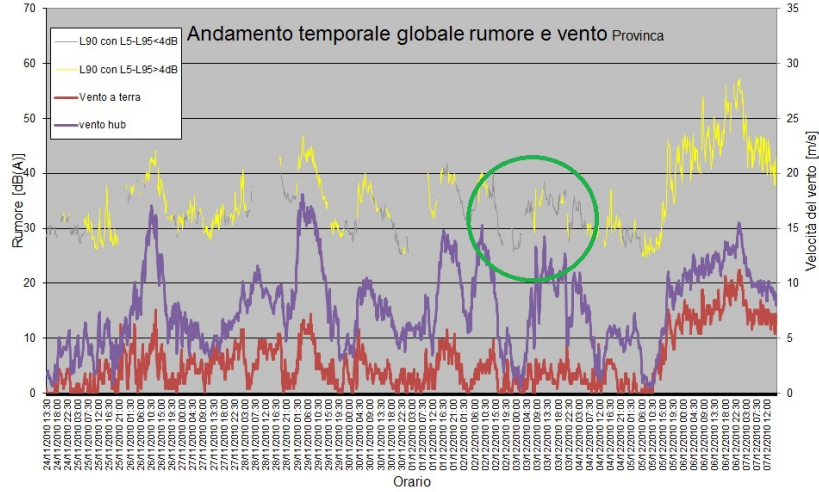


Figura 5.19: Andamento temporale di $L_{A5} - L_{A95}$ e del vento a terra e in quota a Provincia.

I periodi corrispondenti a $L_{A5} - L_{A95} \leq 4dB$ e quelli corrispondenti $L_{A5} - L_{A95} \geq 4dB$ sono stati messi in evidenza con colori differenti e sono stati sovrapposti agli andamenti temporali del vento a terra e in quota, entrambe le sorgenti dei due tipi di rumore che entrano in gioco. Dal grafico si è visto come il metodo distingue i momenti in cui il vento a terra è forte, attribuendo giustamente a quel periodo una differenza degli indici maggiore di $4 dB(A)$, e quindi riconoscendolo come rumore residuo; al tempo stesso riconosce con una differenza minore di $4 dB(A)$, e quindi come emissione degli aerogeneratori, i periodi in cui il vento in quota è alto e quello a terra è basso. Tuttavia non risulta efficace nei periodi più complessi (solitamente i più frequenti), quelli cioè in cui le velocità del vento non sono a valori estremi e il livello sonoro tende a cambiare con rapidità; il metodo, quindi non distingue i due tipi di rumore in alcuni particolari momenti, fra cui quello evidenziato nel grafico di figura 5.19, per cui si è ritenuto questo metodo poco affidabile per essere utilizzato.

Capitolo 6

Verifica della procedura su un sito complesso

Così come richiesto nella terza fase, denominata “campagne di misura”, del progetto *“Linee guida per la valutazione e il monitoraggio dell’impatto acustico degli impianti eolici”* promosso dall’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) ed a cui è finalizzato questo lavoro di tesi, è necessario effettuare delle campagne di misure strumentali al fine di migliorare le procedure tecniche-operative, per supportare l’elaborazione delle proposte normative e per dirimere eventuali elementi di incertezze.

La procedura messa a punto in questo lavoro di tesi è stata testata presso il parco eolico di “Poggi alti” nel comune di Scansano (GR) in modo da valutare l’impatto acustico presso alcuni ricettori in presenza di orografia complessa di un numero maggiore di aerogeneratori rispetto all’impianto de “La miniera”, usato per la messa a punto della procedura.

6.1 Descrizione dell’impianto

Il parco eolico dei Poggi Alti è ubicato ad un’altitudine variabile tra i 600 e i 650 metri s.l.m. ad Ovest del centro abitato di Murci, comune di Scansano (GR) da cui dista circa 1300 m. Il territorio circostante l’impianto, ad orografia prevalentemente collinare irregolare, risulta a tratti boschivo, con presenza di colture agricole. I ricettori significativi sono disposti lungo le strada locali e nell’area non sono presenti ulteriori sorgenti industriali. Lo stato impiantistico è costituito da n. 10 aerogeneratori modello G90 Gamesa Eolica, disposti in senso ovest est lungo la sommità del principali rilievo (Poggi Alti), con le coordinate Gaussiane riportate in tabella 6.1.

Aerogeneratore	Coordinate geografiche	
	N	E
WTG-1	42° 44' 23,25"	11° 22' 15,81"
WTG-2	42° 44' 27,29"	11° 22' 27,94"
WTG-3	42° 44' 28,24"	11° 22' 39,01"
WTG-4	42° 44' 34,59"	11° 22' 47,92"
WTG-5	42° 44' 35,13"	11° 22' 59,68"
WTG-6	42° 44' 26,99"	11° 22' 10,75"
WTG-7	42° 44' 13,37"	11° 22' 29,77"
WTG-8	42° 44' 00,89"	11° 22' 27,09"
WTG-9	42° 44' 42,11"	11° 22' 23,81"
WTG-10	42° 44' 34,12"	11° 22' 38,53"

Tabella 6.1: Coordinate geografiche degli aerogeneratori del parco eolico “Poggi alti”.

Ogni aerogeneratore ha una potenza nominale di 2 *MW* e le seguenti caratteristiche costruttive:

- tripala ad asse orizzontale;
- controllo passo della pala (pitch);
- tipo di aerogeneratore a moltiplicatore di giri;
- altezza rotore: 67 *m*;
- lunghezza pala: 44 *m*.

La capacità produttiva totale dei dieci aerogeneratori è, pertanto, di 20 megawatt e fa dell’impianto il più grande parco eolico della Toscana.

Secondo quanto reperibile in letteratura, la potenza sonora complessiva ponderata A di ciascun aerogeneratore è 107,5 *dB(A)*, con spettro di emissione sonora ponderato A in bande d’ottava per ciascun aerogeneratore riportato in tabella 6.2.

<i>Hz</i>	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
<i>dB(A)</i>	113,4	112,1	110,7	106,4	102,1	97,2	92,8	92,1

Tabella 6.2: Spettro di emissione sonora in bande d’ottava di un aerogeneratore tipo del parco eolico “Poggi alti”.

6.2 La campagna di misura

Per la verifica della procedura è stata effettuata una misura in continua della durata di 19 giorni (dal 4/07/2011 al 22/07/2011) in prossimità di un recettore sensibile, denominato “Poggi alti”.

La posizione del sito di misura e quelle degli aerogeneratori dell’impianto sono raffigurate nella figura 4.3.



Figura 6.1: Posizione dei punti di misura e degli aerogeneratori a “Poggi Alti”.

Secondo quanto riportato nel piano comunale di classificazione acustica del territorio del Comune di Scansano, il sito di misura è in classe 4, “*aree di intensa attività umana*”, i cui limiti sono descritti in appendice A.

La misura è stata effettuata rispettando quanto proposto nella “*Procedura di misura dell’impatto acustico di un impianto eolico*” ed in particolare per il caso “*ambiente esterno, misure in condizioni di campo libero*”:

- misura effettuata entro un’area di 30 *m* dall’edificio ricettore, non schermata e situata in direzione del parco eolico rispetto all’edificio stesso;
- distanza del microfono da superfici riflettenti (a parte il suolo), alberi o possibili sorgenti interferenti di almeno 5 *m*, ma entro 30 *m* dal ricettore sensibile;
- sonda meteo il più vicino possibile al microfono ma sempre ad almeno 5 *m* da elementi interferenti in grado di produrre turbolenze e in posizione tale che possa ricevere vento da tutte le direzioni;

- altezza di microfono a 4 *m* dal suolo;
- altezza della sonda meteo a 3 *m* dal suolo;
- periodo di acquisizione di almeno 2000 intervalli.

I dati fonometrici acquisiti sono stati elaborati con specifico software di analisi acustica: l'operazione di analisi della misura è volta alla “pulitura” del profilo temporale del livello di pressione sonora dalla presenza di eventi anomali o di periodi con condizioni climatiche tali da invalidare la misura ai sensi del Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16/03/1998, allegato B [87].

Per l'acquisizione in continua dei dati di rumore sono stati utilizzati strumenti di monitoraggio di rumore ambientale in dotazione al dipartimento ARPAT di Pisa. La descrizione delle varie componenti degli apparati strumentali è riportata in tabella 6.3.

TIPOLOGIA	COMPONENTE	MODELLO
centralina NORSONIC	Microfono	G.R.A.S. 41 CN (sn31435)
	Filtri	Banco Filtri in 1/3 ottava (sn23016)
	Analizzatore di spettro	Norsonic 121 (sn 23016)

Tabella 6.3: Strumentazione utilizzata per le misure effettuate presso il parco eolico “Poggi alti”.

La testa di misura, costituita dal microfono e dal preamplificatore e provvista di cuffia antivento, è montata sopra un'asta di lunghezza tale da consentire al microfono di trovarsi all'altezza di circa 4 *m* dal suolo. Prima e dopo ogni rilevamento la catena strumentale è stata calibrata con apposito calibratore esterno di classe 1 (mod. CAL 21 s.n. 51031037 tarato il 17/11/09, cert. 4074, centro SIT 146); la differenza tra le due calibrazioni è risultata inferiore a 0,5 *dB(A)*. La centralina è in grado di memorizzare file audio al fine di registrare eventi sonori, impostando un valore di soglia al di sopra del quale viene avviata automaticamente la registrazione del segnale. Utilizzando adeguati valori di soglia è possibile individuare, e quindi eliminare, eventi sonori anomali che porterebbero ad un calcolo di non rappresentativo delle ordinarie caratteristiche acustiche del sito di misura.

Il monitoraggio dei dati meteorologici (precipitazioni, velocità del vento, umidità e temperatura) è stato effettuato localmente con una centralina meteo montata unitamente alla centralina NORSONIC.

6.3 I risultati delle misure

Dopo l'eliminazione degli eventi spuri, i dati utili sono risultati 2005, suddivisi in 1329 relativi al periodo diurno e 676 a quello notturno.

Per come sono definiti dalla procedura, gli aerogeneratori impattanti sono quelli che soddisfano le condizioni:

1. la distanza fra rotore e punto di misura è $< 1Km$;
2. il rotore è “a vista” dal punto di misura, senza considerare la vegetazione.

Valutando quindi le distanze geometriche dal punto di misura ai vari aerogeneratori, si può escludere il numero 1, 2, 3 ed 8, poiché a distanza molto maggiore di $1 km$; i dati gli altri sono riportati in tabella 6.4.

	Distanza a terra [m]	Altezza [m]	Altezza relativa[m]	distanza geometrica [m]	direzione
WTG-4	875	575	60	877	272,6°
WTG-5	609	593	42	610	275,5°
WTG-6	293	631	4	293	227,7°
WTG-7	619	618	17	619	172,9°
WTG-9	276	628	7	276	348,2°
WTG-10	180	602	33	183	85,6°

Tabella 6.4: Valori di distanza, altezza e direzione per gli aerogeneratori impattanti del parco eolico “Poggi alti”.

Il valore di “altezza relativa” è dato dall'altezza alla base dell'aerogeneratore meno l'altezza al ricevitore, cioè $635 m$.

Per il secondo criterio, invece, è necessario escludere l'aerogeneratore numero 4, perché la presenza di un rilievo collinare ne occulta la visuale.

Dopo l'eliminazione degli eventi spuri dai dati di rumore, si è graficato (figura 6.2) l'andamento del rumore e delle velocità del vento a terra e in quota per vedere se ci fossero eventuali anomalie dovute, ad esempio, ad una errata sincronizzazione fra gli strumenti.

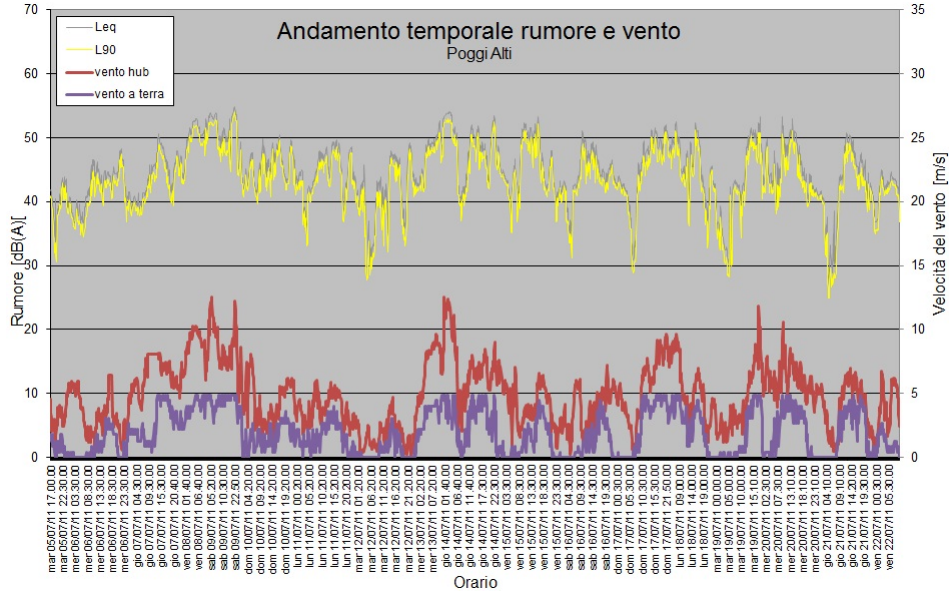


Figura 6.2: Andamento temporale del rumore e delle velocità del vento a Poggi Altì.

Dopo queste analisi preliminari, si può procedere alla verifica della procedura di analisi dei dati di rumore, iniziando dal calcolo del rumore residuo.

Si sono selezionati i dati utili considerando i valori che hanno la rotazione di ciascuna pala minore di x rpm, , a partire da 0 fino alla massima velocità di rotazione N . Il valore di rpm di attivazione corrisponde al punto in cui smette di essere costante il grafico $dB(A)/rpm$ della media energetica degli $L_{A90,10min}$ calcolata su ogni intervallo unitario delle velocità di rotazione delle pale, e la media energetica del rumore corrispondente a tale velocità di rotazione è il rumore residuo $L_{A90,res}$.

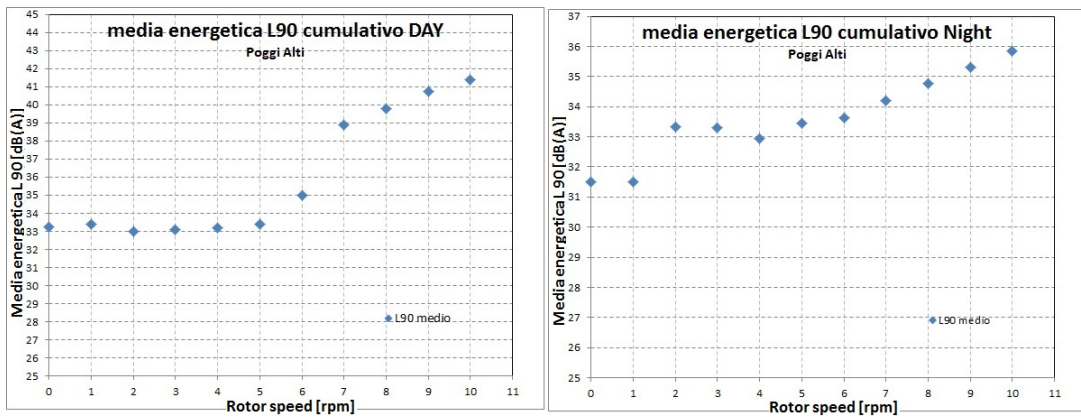


Figura 6.3: Rumore residuo nel periodo diurno e notturno a Poggi Altì.

Dall'andamento dei grafici di figura 6.3 si individua il valore di soglia S di rotazione delle pale oltre il quale la media dei livelli residuo comincia a salire, risultato essere $rpm < 6$ sia per il periodo diurno che per il periodo notturno, come per la campagna di misura effettuata a “La miniera”. Nel grafico relativo al periodo

notturmo si nota un salto di $2 \text{ dB}(A)$ fra i primi due valori e quelli successivi, probabilmente dovuto alla bassa quantità di dati con $\text{rpm} < 1$ e $\text{rpm} < 2$ rispetto alle successive che ha portato ad avere i primi due valori leggermente sottostimati.

Il valore di rumore residuo, corrispondente alla media energetica di tutti i valori con $\text{rpm} < 6$, è risultato $33 \text{ dB}(A)$ sia per il periodo diurno che per il periodo notturno, ma i valori di velocità del vento a terra corrispondenti ai dati con rumore residuo associabile al livello ottenuto sono risultati differenti, come si vede dalla figura 6.4 in cui sono graficati in funzione del vento a terra gli $L_{A90,i}$ con ciascuna $\text{rpm} < 6$.

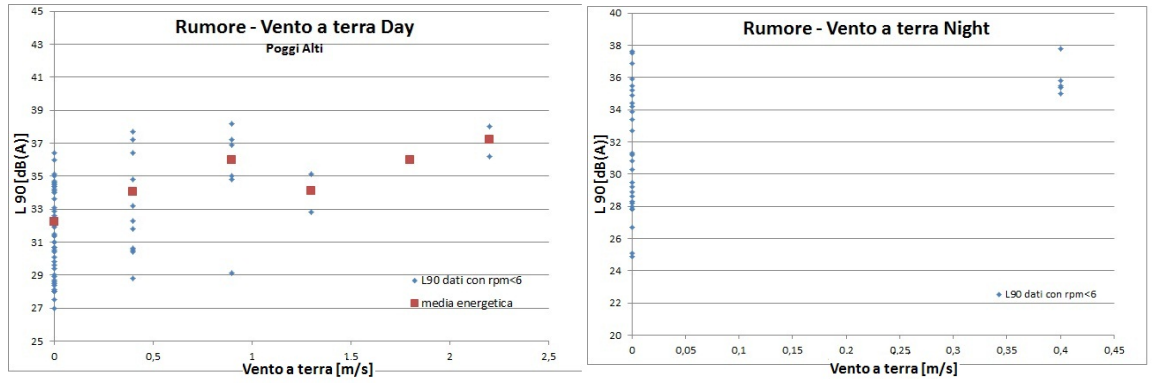


Figura 6.4: Rumore residuo (con tutte le $\text{rpm} < 6$) in funzione del vento a terra nel periodo diurno e notturno a Poggi Altì.

I valori di velocità del vento a terra per cui è possibile associare un rumore della vegetazione uguale al rumore residuo determinato precedentemente sono $1,8 \text{ m/s}$ per il periodo diurno e $0,4 \text{ m/s}$ per quello notturno.

Nel primo grafico di figura 6.4 è stata riportata la media energetica degli $L_{A90,i}$ calcolata su ogni intervallo di vento a terra in modo da valutare quali valori di vento a terra considerare, dato che tra quelli visualizzati (da 0 a $2,2 \text{ m/s}$) non è rispettata la costanza richiesta. Mediante questo accorgimento, si è deciso di scartare il valore di $2,2 \text{ m/s}$ perché la differenza fra la corrispondente media energetica ($37,2 \text{ dB}(A)$) e il rumore residuo è maggiore di $4 \text{ dB}(A)$, considerato il valore di incertezza del metodo.

Prima di procedere al passaggio successivo è necessario filtrare i dati per la direzione predominante di propagazione del rumore, in modo tale da considerare il caso di massimo impatto; sono allora considerati solo i dati che simultaneamente rispettano la condizione di $\pm 30^\circ$ rispetto alla direzione di almeno uno degli aerogeneratori impattanti (WTG-5, WTG-6, WTG-7, WTG-9, WTG-10), portando così ad una riduzione dei dati utili da 1329 a 887 per il periodo diurno e da 676 a 387 per quello notturno.

Considerando solo i dati utili corrispondenti alle velocità del vento del rumore residuo, si sottrae energeticamente il valore di $33 \text{ dB}(A)$ ai vari $L_{A90,i}$ per ottenere i $L_{A90,i,emis.}$ da cui si può estrarre l'emissione dell'impianto eolico al ricettore al variare della velocità di rotazione delle pale. La figura 6.5 riporta i grafici delle medie energetiche dei valori compresi in ogni intervallo di $0,5 \text{ rpm}_{eq,max}$ a partire dal valore di soglia (6 rpm) fino al valore massimo.

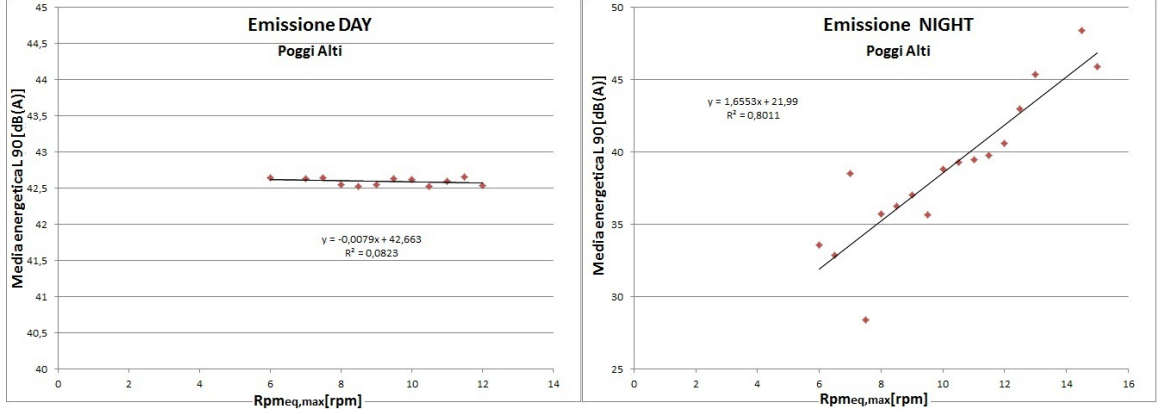


Figura 6.5: Grafico dell'emissione in funzione delle classi di $\text{rpm}_{eq,max}$ nel periodo diurno e notturno a Poggi Alti.

L'emissione sonora dell'impianto eolico al ricettore è quindi descrivibile dall'equazione:

$$L_{A90,emis.day}(\text{rpm}_{eq,max}) = -0,008 \cdot \text{rpm}_{eq,max} + 42,66$$

$$L_{A90,emis.night}(\text{rpm}_{eq,max}) = 1,66 \cdot \text{rpm}_{eq,max} + 21,99$$

Il primo fit ha un R^2 pari a 0,08 ed il secondo pari a 0,80. Il basso valore della bontà del fit dell'emissione nel periodo diurno, in questo caso, non è indicativa di una non corretta descrizione del fenomeno, dal momento che si può ben vedere come l'andamento sia costante.

Il caso insolito di emissione al ricettore costante all'aumentare del parametro $\text{rpm}_{eq,max}$ è dovuta alla particolare postazione di misura, posizionata al centro rispetto a 5 aerogeneratori. L'emissione è nulla nel momento in cui l'impianto è fermo, ma quando questo diventa funzionante la composizione del rumore prodotto dai singoli aerogeneratori è tale da rendere costante il rumore al recettore. Questo è anche dovuto alla particolare relazione fra la rotazione delle pale e il vento misurato ad altezza del rotore degli aerogeneratori di questo impianto che, differentemente dall'andamento monotono crescente di quelli installati al parco de "La miniera", hanno l'andamento mostrato in figura 6.6. Si nota come questo tipo di aerogeneratore rimanga fermo alle basse velocità del vento mentre quando di attiva viene fatto

ruotare a velocità costante di 12 *rpm* per velocità del vento comprese fra 3 e 7 *m/s* (quelle più frequenti nel periodo di misura) e a 16 *rpm* per velocità maggiori.

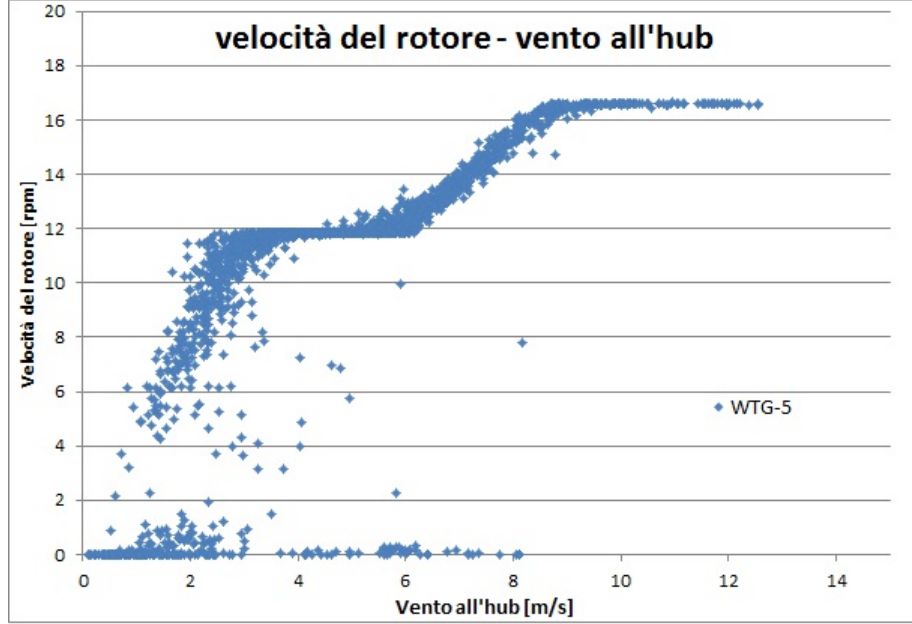


Figura 6.6: Dispersione della velocità di rotazione delle pale con la velocità del vento all'hub per l'aerogeneratore 5 a Poggi Alti.

Per l'altro parco eolico, l'equazione dell'emissione per il periodo diurno e quello notturno sono risultate molto simili fra di loro, mentre in questo caso per il periodo diurno si è ottenuto l'andamento costante e per quello notturno un andamento lineare crescente, segno che in questo sito e intervallo di misura, fra i due periodi temporali ci sono delle sostanziali diversità nella velocità e direzione del vento e nella propagazione del rumore.

Dopo aver stimato l'emissione al ricettore, si passa al calcolo del rumore della vegetazione in funzione del vento a terra prendendo nuovamente tutti i valori di $L_{A90,i}$ e sottraendo energeticamente il valore di emissione ricavato precedentemente in funzione del $rpm_{eq,max}$.

Per i valori corrispondenti al residuo già stimato inizialmente (tutte le pale con ciascuna rotazione minore di 6 *rpm*), si considera come rumore della vegetazione il valore di ambientale misurato, dato che per quelli è stata considerata emissione nulla. Nel caso del periodo diurno va considerato pari a 0 anche l'emissione con $rpm_{eq,max}$ inferiore a 6, altrimenti si ottiene dei valori completamente errati.

Sono state calcolate le medie energetiche dei valori di $L_{A90,i,res.}$ per ogni classe di vento a terra (v_t) e sono state graficate in funzione di esse (figura 6.7).

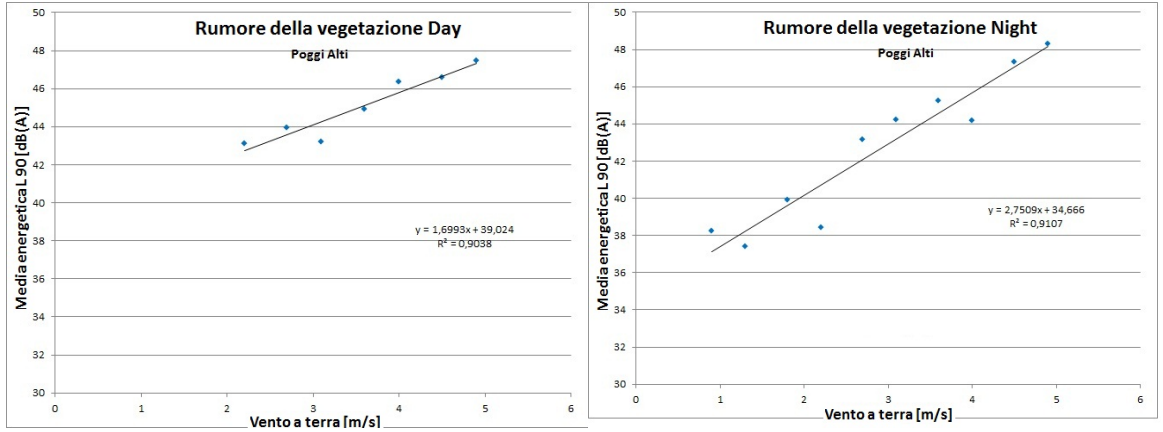


Figura 6.7: Grafici del rumore della vegetazione in funzione degli intervalli di vento a terra nel periodo diurno e notturno a Poggi Alti.

Sui grafici sono riportati i dati corrispondenti solamente alle velocità del vento superiori alla soglia trovata con il calcolo del rumore residuo ($1,8 \text{ m/s}$ per il periodo diurno e $0,4 \text{ m/s}$ per quello notturno).

Dal fit si ottiene l'equazione che descrive il valore del rumore della vegetazione in funzione del vento a terra:

$$L_{A90,veg.day}(v_t) = 1,70 \cdot v_t + 39,02$$

$$L_{A90,veg.night}(v_t) = 2,75 \cdot v_t + 34,67$$

Entrambi gli andamenti sono anche questa volta lineari ed i fit presentano un alto valore di significatività, con un R^2 di 0,90 per il caso diurno e 0,91 per quello notturno.

Per il calcolo del differenziale in funzione del vento a terra, da tutti i dati utili si calcola il valore di emissione simulata (funzione della rpm) e il valore di rumore della vegetazione (funzione del vento a terra) e si fa la somma energetica per avere il totale simulato.

Ogni dato con ciascuna $rpm < 6$ per gli aerogeneratori impattanti non è stata considerata in questa parte perché, per quanto visto nel capitolo riguardante le incertezze, essi non contribuiscono al differenziale ma soltanto ad aumentare l'incertezza del metodo.

Il differenziale si calcola come la differenza algebrica fra totale simulato e rumore della vegetazione simulato. Graficando (figura 6.8) questi valori in funzione del vento a terra, si ottiene una dispersione ma è necessario calcolare la media energetica del differenziale corrispondente ad ogni vento a terra per avere un valore unico per ogni vento a terra.

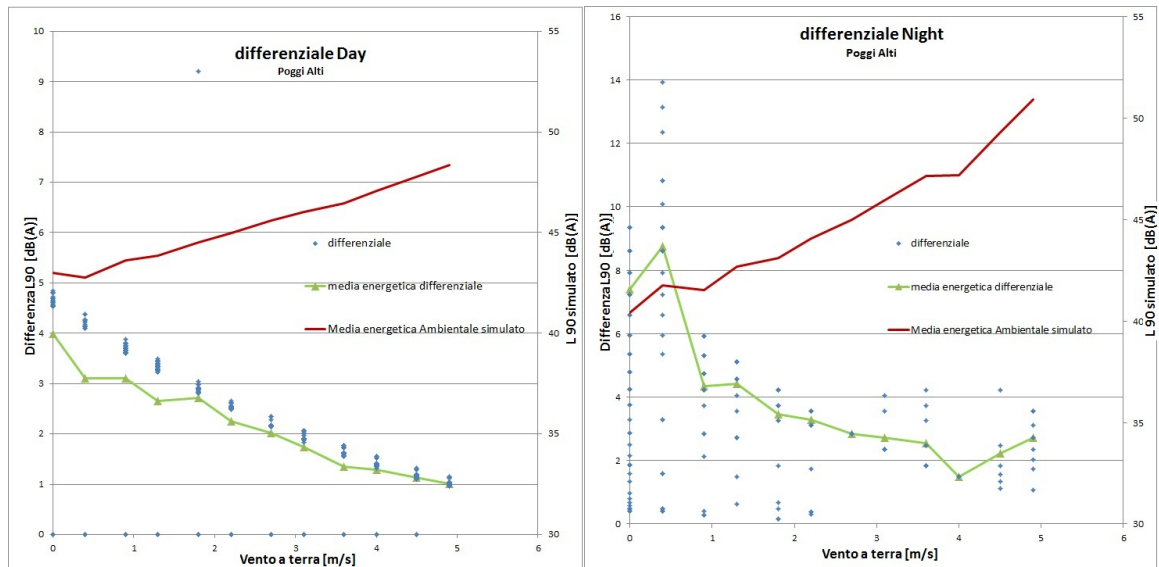


Figura 6.8: Grafico del differenziale in funzione degli intervalli di vento a terra nel periodo diurno e notturno a Poggi Altì.

Per poter applicare il criterio differenziale così come definito dal D.P.C.M. 14/11/97 [88] è necessario calcolare la media energetica del totale simulato per ogni vento a terra, in modo da avere un unico valore di rumore per ogni classe di vento a terra.

Si riportano in tabella 6.5 i valori di differenziale e rumore totale per ogni vento a terra, sia per il periodo diurno che per quello notturno.

v_{terra} [m/s]	Periodo diurno		Periodo notturno	
	L_{A90} [dB(A)]	L_D [dB(A)]	L_{A90} [dB(A)]	L_D [dB(A)]
0	43,0	3,1	40,4	7,4
0,4	42,8	3,1	41,8	8,8
0,9	43,6	3,1	41,5	4,3
1,3	43,9	2,7	42,7	4,4
1,8	44,5	2,7	43,1	3,5
2,2	45,0	2,2	44,0	3,3
2,7	45,6	2,0	45,0	2,9
3,1	46,0	1,7	45,9	2,7
3,6	46,5	1,3	47,2	2,6
4	47,1	1,3	47,2	1,5
4,5	47,8	1,1	49,3	2,2
4,9	48,3	1,0	50,9	2,7

Tabella 6.5: Valori di livello differenziale di rumore calcolato per il dito di misura “Poggi alti”.

Secondo la normativa vigente, allora, nel caso diurno non è possibile applicare il criterio differenziale perché non è raggiunta la soglia di 50 dB(A) ed il differenziale

non risulta alto; nel periodo notturno, invece, la soglia di applicabilità si abbassa a 40 dB(A) con conseguente alti livelli di differenziale applicabili alle medie e basse velocità del vento.

Per valutare la correttezza della procedura, dopo aver calcolato il differenziale con i dati del parco eolico “La miniera” è stata valutata un’incertezza sulla procedura pari a 4 dB(A) . Le misure effettuate a “Poggi Altì” sono finalizzate anche a verificare l’incertezza della procedura con un impianto ed un sito differente,

Il totale simulato, cioè la somma energetica del livello di emissione e di rumore della vegetazione ottenuti con i fit, è graficato in figura 4.26 con il relativo valore di rumore totale misurato. Il grafico della differenza algebrica fra tali valori (totale simulato - totale misurato) in funzione del vento a terra è riportato in figura 6.10.

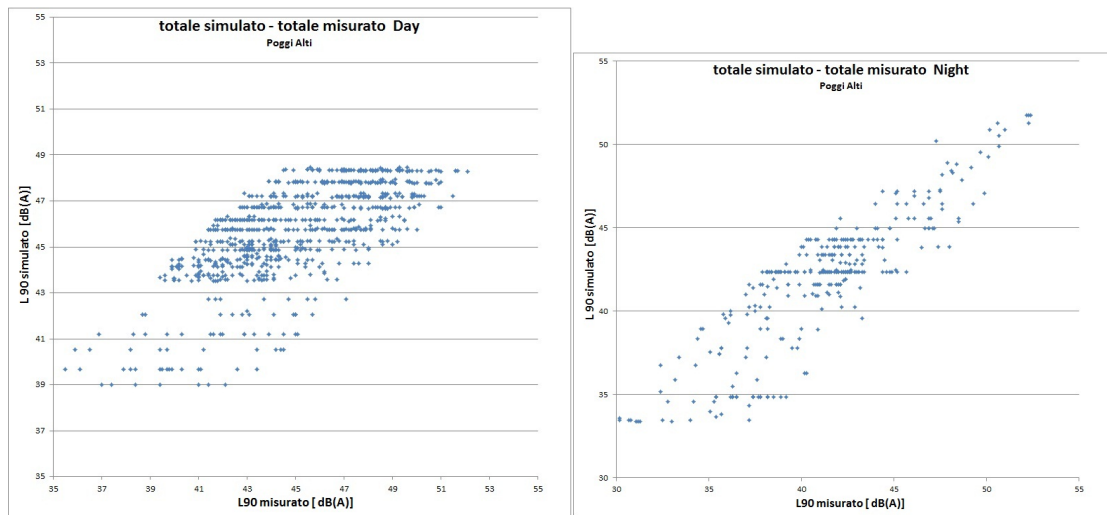


Figura 6.9: Relazione fra totale simulato e misurato nei periodi diurno e notturno a Poggi Altì.

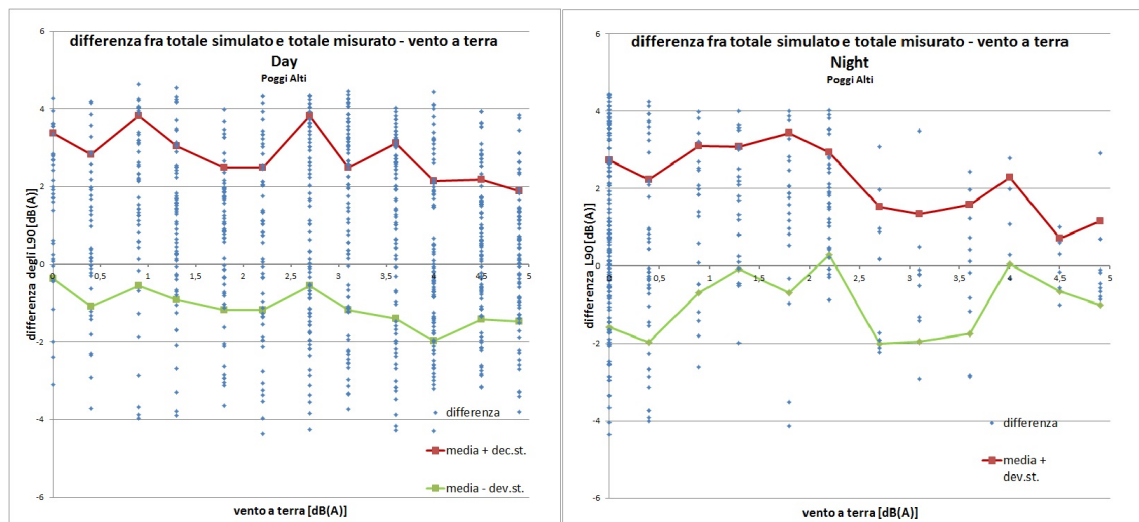


Figura 6.10: Dispersione della differenza fra totale simulato e misurato in funzione del vento a terra nei periodi diurno e notturno a Poggi Altì.

Il calcolo delle incertezze è stato effettuato come per i dati relativi all'impianto "La miniera", per cui nei grafici di figura 6.10 sono state graficate gli andamenti della media più e meno una deviazione standard, riportata in tabella 6.6 per ogni velocità del vento a terra e per i periodi diurni e notturni.

v_{terra} [m/s]	0	0,4	0,9	1,3	1,8	2,2	2,7	3,1	3,6	4,0	4,5	4,9
diurno [dB(A)]	1,8	1,8	2,0	2,0	1,8	1,8	2,2	1,8	2,1	2,0	1,8	1,7
notturno [dB(A)]	2,1	2,1	1,9	1,6	2,0	1,6	1,7	1,6	1,6	1,2	0,7	1,1

Tabella 6.6: Deviazione standard in funzione del vento a terra.

Il massimo di tali valori risulta $2,2$ dB(A), per cui la somma in quadratura con l'incertezza delle misure prese in esterno ed un livello di confidenza del 90% restituisce esattamente l'incertezza associata alla procedura proposta. Entrambe le prove sono state effettuate senza considerare i dati utilizzati inizialmente nel calcolo del rumore residuo.

6.4 Criticità emerse e possibili soluzioni

La campagna di misure effettuata al parco eolico di "Poggi Alti" ha permesso di valutare la procedura proposta in un sito di misura diverso da quello utilizzato per la sua realizzazione. Le sostanziali differenze fra i due parchi eolici sono:

- maggior numero di aerogeneratori impattanti;
- differente tipologia di aerogeneratore e loro ubicazione rispetto al microfono.

Le misure hanno evidenziato come la procedura proposta sia applicabile a questo tipo di impianto entro la stessa incertezza ottenuta in un differente impianto, ma i fattori appena elencati hanno messo in luce due criticità: la necessità di considerare l'influenza degli aerogeneratori sottovento e i momenti in cui più aerogeneratori hanno la medesima rotazione. Entrambe le criticità sono analizzate di seguito e sono proposte delle soluzioni, oggetto di lavori futuri, che possono portare al miglioramento dell'incertezza della procedura.

6.4.1 Influenza degli aerogeneratori sottovento

Nella procedura proposta vengono selezionati i dati in cui la direzione del vento di almeno uno degli aerogeneratori è compresa in un angolo di $\pm 30^\circ$ rispetto alla direzione sorgente-ricettore. Così facendo vengono trascurati i periodi in cui gli

aerogeneratori risultano meno impattanti perché in condizioni di sottovento. Tutto questo risulta corretto quando gli aerogeneratori non sono nelle immediate vicinanze del ricettore e quando non si hanno molti aerogeneratori da tenere in considerazione. Per il primo fattore, dalla letteratura si vede che un ricettore percepisce una riduzione del rumore proveniente da una sorgente sottovento che varia in funzione della distanza sorgente ricettore. Per il secondo fattore, invece, quando si hanno molti aerogeneratori è più probabile considerare nei dati utili intervalli in cui, ad esempio, solo l'aerogeneratore più distante è sopravvento e sta ruotando a bassa velocità. con conseguente forte influenza degli aerogeneratori più vicini, anche se sottovento. Queste considerazioni possono portare a delle incertezze nel metodo, per questo è stata pensata, ed è in fase di verifica approfondita, una ponderazione aggiuntiva k da moltiplicare ai valori di $rpm_{eq,i}$ di ciascun aerogeneratore prima di considerare il loro massimo. Il fattore k deve essere 1 per ogni aerogeneratore con direzione sopravvento e compreso tra 0 e 1, a seconda della distanza fra l'aerogeneratore e il ricettore, quando è sottovento.

6.4.2 Aerogeneratori con medesima rotazione

La secondo problematica rilevate riguarda la scelta del parametro di $rpm_{eq,max}$ a cui legare l'emissione sonora dell'impianto eolico. Come analizzato nell'apposito capitolo, tale parametro è risultato il migliore fra quelli analizzati, ma ha un difetto emerso considerando molti aerogeneratori impattanti. Nel caso in cui due o più aerogeneratori hanno lo stesso valore di rpm_{eq} , il massimo di essi non distingue quanti sono questi aerogeneratori con lo stesso rpm_{eq} , attribuendo allo stesso $rpm_{eq,max}$ valori di rumore che sono certamente diversi fra loro. Infatti, se si ha un periodo in cui si hanno più sorgenti con la stessa emissione, si avrà sicuramente più rumore del caso di singola sorgente, che per l'acustica ambientale si trasforma in un $+3 dB(A)$ al raddoppio delle sorgenti. Se questo avviene, può alterare la dispersione dei dati al momento del calcolo dell'emissione e risultare una delle possibili cause dell'incertezza di $\pm 4 dB(A)$ della procedura proposta.

Per sopperire a questo eventuale problema, è in fase di analisi l'utilizzo di un differente descrittore, la "somma energetica equivalente", definita come la somma logaritmica sui vari rpm_{eq} di ciascuno degli N aerogeneratori:

$$rpm_{eq,som} = 10 \cdot \log_{10} \left(\sum_i^N 10^{rpm_{eq,j}/10} \right)$$

Capitolo 7

Conclusioni

La procedura proposta e descritta in questo lavoro di tesi è finalizzata alla valutazione e al monitoraggio dell'impatto acustico prodotto da impianti eolici in esercizio mediante metodiche specifiche che consentano di effettuare, con procedimenti di misure ed elaborazione dati non troppo complessi, il confronto dei risultati ottenuti con i limiti fissati dalla normativa nazionale di settore.

Il livello di rumore totale rilevabile in un sito di misura (livello di rumore ambientale) è la somma del contributo prodotto dalla sorgente specifica sotto indagine (livello di emissione) e del contributo proveniente da tutte le altre sorgenti vicine o lontane (livello di rumore residuo), in particolare dal rumore della vegetazione. Nel caso del rumore eolico, entrambi i contributi sono fortemente dipendenti dalla velocità del vento (a livello del suolo per il rumore della vegetazione e in quota per l'emissione) ed entrambi crescono all'aumentare della velocità del vento. Questa caratteristica rende molto complicata la separazione dei due contributi dal risultato di una misura strumentale nel caso in cui l'impianto sia già esistente ed in esercizio; per raggiungere tale scopo è necessaria sia l'esecuzione di lunghe misure in continua (al fine di comprendere i periodi in cui l'impianto può essere considerato fermo), sia l'applicazione di una procedura analitica specifica per i dati acquisiti.

Sino ad oggi, i pochi metodi di valutazione dell'impatto acustico di aerogeneratori codificati in ambito internazionale non prevedono la situazione con impianti già installati (si presuppone sempre l'esistenza di misure di residuo ante-operam) e i dati di rumore residuo e di emissione sono da riferire a valori di velocità del vento misurati ad altezze diverse (e non a quella del ricettore). La procedura qui descritta consente la caratterizzazione differenziata dei livelli di rumore della vegetazione e di quelli di emissione ed è basata sull'elaborazione dei dati acquisiti durante specifiche campagne di misura in continua di vento e rumore eseguite presso il parco eolico "La miniera" nel Comune di Montecatini val di Cecina (PI).

Dall'analisi dei dati di ventosità del sito di misura, basata sullo studio delle curve e della distribuzione di Weibull, e dalle regressioni polinomiali dei grafici della

velocità del vento in quota in funzione di quella a terra, si è avuta conferma dell'impossibilità di ricavare relazioni analitiche valide dei profili di wind-shear al variare dell'altezza dal suolo, soprattutto in situazioni orografiche complesse come quelle analizzate e come quelle che si riscontrano in gran parte delle installazioni eoliche italiane. In tali condizioni, risulta evidente la difficoltà di estrapolare in modo diretto un valore significativo di vento all'altezza del rotore partendo da misure di vento a terra semplicemente applicando un'equazione di andamento del profilo verticale della velocità del vento.

Nelle prime fasi della procedura qui proposta, il rumore della vegetazione e quello dell'aerogeneratore sono misurati ed elaborati separatamente mediante due diversi parametri indipendenti fra loro: il vento a terra e il vento in quota. In realtà, il rumore prodotto dagli aerogeneratori è risultato meglio correlato al valore della velocità di rotazione delle pale che è l'effettiva sorgente del rumore aerodinamico, come suggerito anche dall'equazione di Lighthill e da lavori successivi.

Fra velocità del vento in quota e velocità di rotazione delle pale di ogni aerogeneratore è stata estratta dai dati una relazione mediante una regressione esponenziale ed il p-value ha mostrato l'ottima bontà del fit.

È stato verificato che per ottenere risultati cautamente attendibili con la procedura qui proposta è necessario disporre di un insieme di almeno 2.000 intervalli minimi di misurazione utili (su intervalli di 10'), che si traduce in una richiesta minima di 2 settimane continuative di misure. Un test della procedura applicato ad una settimana di dati ha mostrato che si ha una differenza significativa nei risultati, causata dal fatto che, diminuendo il numero di dati a disposizione, è difficile coprire la necessaria frequenza statistica delle possibili combinazioni fra vento in quota e vento a terra.

Mediante l'analisi statistica basata sugli istogrammi di distribuzione e sulla media energetica dei valori di rumore (L_{A90}), la procedura proposta ha permesso di ricreare analiticamente il valore del livello di emissione misurato al ricettore in funzione della velocità di rotazione delle pale e il livello di rumore della vegetazione del sito in funzione della velocità del vento a terra. Da questi valori è possibile poi ricostruire gli andamenti dei livelli di rumore ambientale complessivi necessari per le verifiche dei limiti di legge. In particolare, sulla base delle analisi fatte è possibile sia valutare la percentuale di tempo di misura durante il quale si sono verificate determinate condizioni di vento (a terra e in quota) e di rumorosità, sia di stimare la probabilità (utilizzando le distribuzioni di Weibull tipiche del sito di misura) che determinate situazioni di vento e rumorosità si verifichino ancora.

La procedura consente, inoltre, di differenziare i risultati per i due periodi di riferimento previsti dalla normativa (diurno e notturno).

L'analisi dei dati è stata effettuata con regressioni lineari poiché il valore di bontà

del fit è solo leggermente peggiore rispetto al caso polinomiale e perché lo scopo del lavoro è stato quello di fornire una procedura per la valutazione dell'impatto acustico di un impianto eolico da inserire in un contesto normativo nazionale, che quindi dovrebbe trovare applicazione nell'ambito di procedimenti ufficiali condotti da tecnici privati o di enti pubblici. Per semplificare ulteriormente il lavoro dei tecnici competenti in acustica, che dovessero applicare il metodo proposto in questo lavoro nell'eventualità che la proposta sia accettata in un contesto normativo e tecnico generale, in appendice è stato allegato un metodo automatizzato implementato con il programma "Scilab".

Infine, la procedura messa a punto è stata successivamente testata presso il parco eolico di "Poggi alti" nel comune di Scansano (GR) ed ha permesso di valutare l'impatto acustico di un numero maggiore di aerogeneratori rispetto al primo caso presso alcuni ricettori in presenza di orografia complessa, con uno scarto fra il valore di rumore totale misurato e quello ricreato pari ad un massimo di $4\text{ dB}(A)$, incertezza complessiva decisamente accettabile nel campo dell'acustica.

La procedura di misura dei dati proposta nel lavoro è stata pensata per essere applicata in ambiente esterno, sia in campo libero che in prossimità del ricettore, ed in ambiente interno a finestra aperta; inoltre, al fine di standardizzare gli effetti di eventuali riflessioni da superfici riflettenti più o meno vicine, è stato proposto l'uso delle tavolette di materiale acusticamente rigido con caratteristiche di riflessione note durante le misure di rumore. La procedura è stata valutata solamente per il caso di ambiente esterno in prossimità di ricettore e senza l'uso della tavoletta, per cui si prevede di testare il lavoro anche in queste diverse condizioni di misura.

Appendice A

Normativa acustica in vigore in Italia

In Italia non esiste una vera e propria normativa che tratti il rumore prodotto da impianti eolici, per cui risulta necessario fare affidamento esclusivamente sulle norme più generali in ambito dell'inquinamento acustico.

A livello nazionale la materia di tutela dell'ambiente dall'inquinamento acustico è disciplinata dalla “*Legge quadro sull'inquinamento acustico*” n. 447 del 26/10/1995 [86] e dai decreti e regolamenti di attuazione. Particolare importanza assume ai fini dell'applicazione della legge quadro il D.P.C.M. 14/11/97 “*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*” [88] che stabilisce, ai sensi dell' art. 2 della Legge 447/95, i valori limite di emissione, di immissione, di attenzione e di qualità da riferire al territorio nelle sue differenti destinazioni d'uso (Tabella A allegata al decreto) e definiti come:

- valori limite di emissione: “*il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente, misurato in prossimità della stessa*”;
- valori limite di immissione: “*il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo e nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei recettori*”;
- valori di attenzione: “*il valore di rumore che segnala la presenza di un potenziale rischio per la salute umana o per l'ambiente*”;
- valori di qualità: “*i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili, per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla presente legge*”.

L'operatività di questi limiti è legata all'approvazione, da parte dei Comuni, del Piano Comunale di Classificazione Acustica (PCCA) del proprio territorio, diviso nelle seguenti classi:

CLASSE I “*aree particolarmente protette*”: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.

CLASSE II “*aree destinate ad uso prevalentemente residenziale*”: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali.

CLASSE III “*aree di tipo misto*”: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.

CLASSE IV “*aree di intensa attività umana*”: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie.

CLASSE V “*aree prevalentemente industriali*”: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.

CLASSE VI “*aree esclusivamente industriali*”: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

In assenza del piano di zonizzazione acustica comunale i limiti assoluti da rispettare sono quelli stabiliti nel precedente D.P.C.M. 1 marzo 1991 [89]. Oltre ai limiti assoluti, devono essere rispettati anche i valori limite differenziali di immissione (criterio differenziale), ossia la differenza ammissibile tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il rumore residuo, pari a $5 \text{ dB}(A)$ per il periodo diurno e $3 \text{ dB}(A)$ per il periodo notturno, da valutare all'interno degli ambienti abitativi. Tali valori non si applicano nelle aree in classe VI (esclusivamente industriali) e nel caso in cui le misure ai ricettori risultino inferiori alle soglie di esenzione (Art. 4 - D.P.C.M. 14/11/97). L'articolo 4 del DPCM 14/11/1997 stabilisce che i valori sopra citati non si applicano nei seguenti casi, in quanto ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile:

a) se il rumore misurato a finestre aperte sia inferiore a $50 \text{ dB}(A)$ durante il periodo diurno e $40 \text{ dB}(A)$ durante il periodo notturno;

b) se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35 $dB(A)$ in periodo diurno e 25 $dB(A)$ in periodo notturno.

Il D.M. 16/03/98 [87], infine, definisce le tecniche di rilevamento da adottare per la misurazione dei livelli di emissione ed immissione acustica, dell'impulsività dell'evento, della presenza di componenti tonali e/o di bassa frequenza.

Il rumore ambientale viene descritto dal livello continuo equivalente di pressione sonora ponderata "A" relativo al tempo a lungo termine $L_{Aeq,TL}$ o comunque almeno a quello relativo al valore nel tempo di riferimento $L_{Aeq,TR}$:

$$L_{Aeq,TL} = 10 \log_{10} \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 10^{0,1(L_{Aeq,TR})_i} \right] dB(A)$$

con N i tempi di riferimento considerati, definiti come:

- *Tempo di riferimento* (TR) rappresenta il periodo della giornata all'interno del quale si eseguono le misure. La durata della giornata è articolata in due tempi di riferimento: quello diurno compreso tra le h 6,00 e le h 22,00 e quello notturno compreso tra le h 22,00 e le h 6,00.
- Tempo a lungo termine (TL) rappresenta un insieme sufficientemente ampio di TR all'interno del quale si valutano i valori di attenzione. La durata di TL è correlata alle variazioni dei fattori che influenzano la rumorosità a lungo periodo.

Sui livelli misurati del rumore ambientale vanno applicati i fattori di correzione per l'eventuale presenza di componenti tonali (+3 $dB(A)$), componenti di bassa frequenza (+3 $dB(A)$) e componenti impulsive (+3 $dB(A)$), riconoscibili nel modo indicato dal D.M. 16/03/98.

Nell'allegato B di questo decreto viene descritto il metodo per l'effettuazione delle misure in ambiente esterno:

- nel caso di edifici con facciata a filo della sede stradale, il microfono deve essere collocato a 1 m dalla facciata stessa;
- nel caso di edifici con distacco dalla sede stradale o di spazi liberi, il microfono deve essere collocato nell'interno dello spazio fruibile da persone o comunità e, comunque, a non meno di 1 m dalla facciata dell'edificio;
- l'altezza del microfono sia per misure in aree edificate che per misure in altri siti, deve essere scelta in accordo con la reale o ipotizzata posizione del ricettore;
- le misurazioni devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e/o neve e la velocità del vento deve essere non superiore a 5 m/s;

- il microfono deve essere munito di cuffia antivento.

I limiti per classe e periodo temporale sono riassunti nella tabella A.1

<i>Classi di destinazione d'uso del territorio</i>	<i>Limite di emissione [dB(A)]</i>		<i>Limite assoluto di immissione [dB(A)]</i>		<i>Criterio differenziale</i>
	<i>Diurno</i>	<i>Notturmo</i>	<i>Diurno</i>	<i>Notturmo</i>	
<i>I</i>	<i>45</i>	<i>35</i>	<i>50</i>	<i>40</i>	<i>Si</i>
<i>II</i>	<i>50</i>	<i>40</i>	<i>55</i>	<i>45</i>	<i>Si</i>
<i>III</i>	<i>55</i>	<i>45</i>	<i>60</i>	<i>50</i>	<i>Si</i>
<i>IV</i>	<i>60</i>	<i>50</i>	<i>65</i>	<i>55</i>	<i>Si</i>
<i>V</i>	<i>65</i>	<i>55</i>	<i>70</i>	<i>60</i>	<i>Si</i>
<i>VI</i>	<i>65</i>	<i>65</i>	<i>70</i>	<i>70</i>	<i>No</i>

Tabella A.1: Limiti suddivisi per classe e periodo temporale secondo il D.M. 16/03/98.

La Regione Toscana ha dato piena attuazione ai disposti normativi della legge quadro nazionale con l'emanazione della Legge Regionale 1 dicembre 1998, n.89 "Norme in materia di inquinamento acustico" e dalla Delibera del Consiglio Regionale n.77 del 22 febbraio 2000 "Definizione dei criteri e degli indirizzi della pianificazione degli enti locali ai sensi della L.R. 89/1998.

Appendice B

Normativa tecnica e suoi sviluppi

Il rumore generato da un aerogeneratore è solitamente misurato in accordo con la norma tecnica CEI EN 61400-11:2000-05, “*Sistemi di generazione a turbina eolica. Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico*” [43], per cui è importante riportarne i concetti chiave.

B.1 Norma tecnica CEI EN 61400-11

La norma tecnica CEI EN 61400-11 [43] fornisce una guida su come misurare, analizzare e riportare le potenze sonore degli aerogeneratori e vuole essere di ausilio alle parti interessate alla costruzione, alla progettazione ed autorizzazione dell’installazione, al funzionamento, all’utilizzazione e alla regolamentazione di tali impianti.

Le prescrizioni relative alla strumentazione da utilizzare e la taratura da effettuare vengono specificate per garantire la precisione e la coerenza delle misure acustiche e non acustiche, quest’ultime necessarie per definire le condizioni atmosferiche che influiscono nella determinazione delle emissioni sonore. Vengono inoltre identificati tutti i parametri da misurare e riportate, così come i metodi di riduzione dei dati richiesti per ottenere questi parametri. L’applicazione del metodo descritto in seguito fornisce il valore del livello di potenza sonora apparente ponderata A, la sua variazione con la velocità del vento e la direttività per un singolo aerogeneratore, di qualunque tipo o dimensione esso sia. Le misure comprendono i livelli della pressione sonora nella banda di ottava o di terzo d’ottava e gli spettri a banda stretta. Le misure devono essere effettuate in punti vicini all’aerogeneratore per ridurre gli effetti del terreno, delle condizioni atmosferiche oppure del rumore indotto dal vento. Per tenere conto della taglia dell’aerogeneratore in prova, si usa una distanza di riferimento R_0 basata sulle dimensioni dell’aerogeneratore. Le misure sono effettuate con un microfono collocato su una tavola circolare di materiale acusticamente rigido con caratteristiche di riflessione note e di dimensioni almeno 1 m di diametro

posata al suolo, in modo da ridurre il rumore indotto dal vento sul microfono e per semplificare gli effetti dei diversi tipi di suolo ad unica correzione di $+6 \text{ dB}(A)$ a tutte le frequenze.

Le misure dei livelli di pressione sonora e delle velocità del vento vengono effettuate simultaneamente lungo brevi periodi di tempo e su un'ampia gamma di velocità del vento. Quest'ultime sono convertite nelle corrispondenti velocità del vento ad un'altezza di riferimento di 10 m e con una lunghezza di rugosità di $0,05 \text{ m}$. Il livello sonoro corrispondente alla velocità del vento di riferimento acustico di 8 m/s si determina ricorrendo alla retta di regressione tra livelli sonori e velocità del vento. Il livello di potenza sonora apparente ponderata A viene calcolato in base a quel livello sonoro. La direttività della sorgente si determina confrontando i livelli di pressione sonora ponderata A misurati in tre posizioni supplementari intorno all'aerogeneratore con quelli misurati nelle posizioni di riferimento.

Sono inclusi nella norma allegati informativi che trattano di altre caratteristiche acustiche del rumore dell'aerogeneratore eventualmente presenti, della valutazione dell'intensità della turbolenza e dell'incertezza di misura.

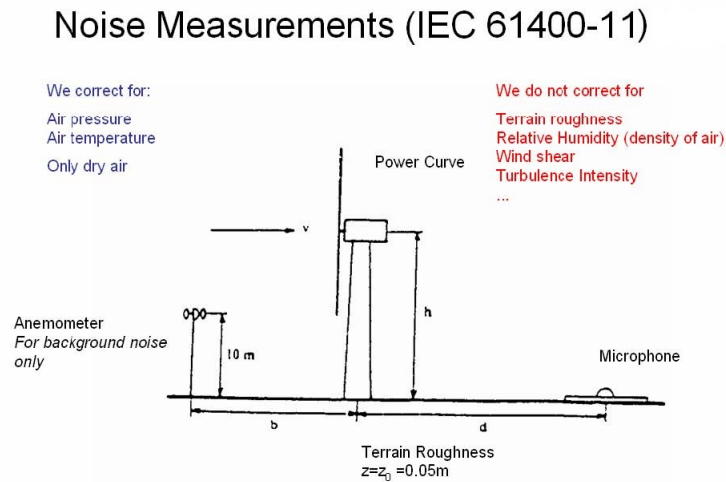


Figura B.1: Riepilogo metodo di misura del rumore tramite norma tecnica IEC 61400-11[90]

La figura B.1 raffigura il metodo di misura proposto dalla norma, mostrando anche quali parametri il metodo include e quali no. La distanza di misura è data dalla somma dell'altezza del rotore e dalla metà del diametro di esso. La velocità del vento all'altezza di 10 m è ottenuta dalla potenza prodotta tramite la curva di

potenza e il profilo logaritmico verticale delle velocità del vento, dato dall'equazione:

$$V_{10m} = V_z \cdot \frac{\ln\left(\frac{10}{z_{0ref}}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

dove V_z è la velocità del vento ad altezza z , cioè l'altezza del rotore, $z_0 = z_{0ref} = 0,05 m$ è la lunghezza di rugosità.

La curva di potenza deve essere misurata in accordo con la norma IEC 61400-12:1998 [92], che è piuttosto restrittiva sulla scelta del sito di misura. Ciò significa che la maggior parte di queste curve è determinata per condizioni diverse da quelle ideali (lunghezza di rugosità, intensità di turbolenza, ...) [90].

B.2 La prossima versione del metodo di misura IEC 61400-11

Il metodo di misurazione generalmente accettato per emissioni sonore degli impianti eolici è in continuo corso di revisione; mentre la configurazione di misura di base dovrebbe rimanere quasi invariata, vengono introdotti cambiamenti significativi nella analisi dei dati. Il motivo di tale revisione è che la prima versione dello standard è stato pubblicato nel 1998, ciò significa che il lavoro è stato iniziato circa 3 anni prima, quando la potenza degli aerogeneratori in quel periodo era mediamente inferiore a 500 kW, con altezze al massimo di 40 - 50 m. I risultati dello standard originale sono il livello di potenza sonora apparente a 8 m/s a 10 m di altezza e la tonalità, estratte tramite un metodo relativamente complessa. La revisione, pubblicata nel 2002 [93], ha avuto come obiettivo principale quello di migliorare lo standard sull'analisi tonalità ed estendere la gamma di velocità del vento a 6 - 10 m/s sempre a 10 m di altezza. Per essere in grado di gestire turbine eoliche sempre più grandi a velocità del vento fino a 10 m/s sono stati cambiati alcuni dettagli nella determinazione della velocità del vento. Tali cambiamenti sono stati inseriti in un emendamento allo standard, pubblicato nel 2006, che ha permesso l'uso dell'anemometro della navicella per velocità del vento superiore al 95% della potenza nominale. L'emendamento è stato denominato "Versione 2.1" dello standard [94]. Nel frattempo gli aerogeneratori sono diventati sempre più grandi e complessi ed è stato evidente che alcuni dei principi dello standard non sono più sufficienti. Una revisione integrale della norma è stato avviata nel 2006, ed è ancora in attesa di essere emessa, basata su una serie di problematiche che sono emerse nel corso del tempo:

1. altezza di riferimento per la velocità del vento;

2. rivisitazione dei periodi medi durante la misura;
3. descrizione più dettagliata dell'analisi di regressione;
4. metodi della norma utilizzabili in una più vasta gamma di velocità del vento;
5. riduzioni sugli intervalli di velocità del vento ai fini della verifica;
6. miglioramento della procedura per i dati in terze d'ottava;
7. miglioramento della procedura per l'analisi della tonalità;
8. miglioramento dell'analisi dell'incertezza;
9. miglioramenti nelle richieste per la documentazione dei risultati delle misurazioni;
10. chiarimenti per l'uso delle curve di potenza per l'analisi dei risultati delle misure dovrebbero;
11. considerazioni per i piccoli aerogeneratori e per le turbine off-shore;
12. considerazioni sull'uso del anemometro della navicella per le misure di rumore residuo;
13. altri aspetti del rumore, quali rumore a bassa frequenza, gli infrasuoni, ecc;
14. rumore del vento;
15. esempi per misure non acustiche.

In realtà non tutti questi elementi sono stati considerati nella versione che sta per uscire, chiamata “Versione 3.0” ed i principali cambiamenti rispetto alla versione 2.1 saranno [91]:

- l'analisi di regressione ad ordine maggiore viene sostituita con l'analisi in bin e la dimensione di questi passa da 1 m/s a $0,5\text{ m/s}$;
- l'analisi si basa sui terzi d'ottava da 20 Hz fino a 10 kHz ;
- il tempo su cui calcolare la media è 10 s contro i 60 s precedenti;
- la velocità del vento di riferimento è all'altezza del mozzo;
- analisi dettagliata di incertezza sui risultati;
- tutti gli spettri sono utilizzati per l'analisi della tonalità;
- un allegato per le piccole turbine eoliche.

Appendice C

La procedura automatizzata in Scilab

La *Procedura di analisi dell'impatto acustico di un impianto eolico* è stata applicata ai dati mediante il programma “Excel”; in questo modo, però, il procedimento può risultare lungo per l'operatore. Si è allora pensato di implementare un metodo automatizzato con il programma “Scilab”, in cui le uniche operazioni richieste all'utilizzatore sono le seguenti:

1. Preparare il foglio Excel (.xls) per l'analisi:
 - nelle prime colonne vanno inseriti i dati relativi all'rpm di ogni aerogeneratore;
 - nella colonna adiacente il vento a terra;
 - successivamente i valori L_{A90} misurati;
 - se disponibili, i dati sulla direzione del vento di ogni aerogeneratore.

ESEMPIO per due aerogeneratori:

Col. A	Col. B	Col. C	Col. D	Col. E	Col. F
rpm_1	rpm_2	vento a terra [m/s]	L_{A90}	Dir_1 [°]	Dir_2 [°]

2. Modificare l'indirizzo del file .xls nella riga 2 del programma scilab: `Sheets = readxls('nomefile.xls')`.
3. Inserire i dati delle distanze sorgenti-ricettore per la normalizzazione degli rpm; il primo dato si riferisce all'aerogeneratore di riferimento.
4. Avviare il programma e inserire il numero degli aerogeneratori (è successivamente possibile filtrare i dati in funzione della direzione).

Effettuate queste operazioni, il programma fornisce i risultati della procedura automaticamente. Il listato del programma è riportato successivamente:

```
//lettura dati
Sheets = readxls('nomefile.xls')
s1=Sheets(1)
a=size(s1);
//numero di righe
a=a(1)-1;
data=0
//formato del foglio xls riga per riga
// [ RPM1 , RPM2 ,..., RPMn , Vento a terra, L90 , dir1 , dir2 , ... , dirN ]
//inserire equalizzazione
equaliz=[(616/727)^2,1]
disp("Questi sono i valori per l equalizzazione")
disp(equaliz)
//inserire il numero di aerogeneratori e filtro direzione predominante
rotori=input("Inserire il numero di aerogeneratori = ")
direz='chachacha'
while (direz ~= 'si') & (direz ~= 'no')
direz=input("Vuoi inserire un filtro per la direzione del vento? (si/no) ','string')
end
if direz == 'si' then
dirhub=input("Inserire la direzione dell'aerogeneratore = ")
dirange=360
while dirange >= 180
dirange=input("Inserire il range di validità (<180) = ")
end
vali=[dirhub-dirange,dirhub+dirange]
if (dirhub-dirange) < 0 then
vali(1)=dirhub-dirange+360
vali(2)=360
vali(3)=0
vali(4)=dirhub+dirange
end
if (dirhub+dirange) > 360 then
vali(2)=360
vali(3)=0
vali(4)=dirhub+dirange-360
end
disp("Verranno convalidati i dati compresi tra")
disp(vali)
```

```

end
function [ok]=control(rotori, vali, i)
ok=0
for j=1:rotori
if cha(2) == 2 then
if (s1(i+1,rotori+2+j) >= vali(1)) & (s1(i+1,rotori+2+j) <= vali(2)) then
ok=ok+1
end
else
if ((s1(i+1,rotori+2+j) >= vali(1)) & (s1(i+1,rotori+2+j) <= vali(2))) | ((s1(i+1,rotori+2+j)
>= vali(3)) & (s1(i+1,rotori+2+j) <= vali(4))) then
ok=ok+1
end
end
end
endfunction
if direz == 'si' then
cha=size(vali)
k=1
for i=1:a
[ok]=control(rotori,vali,i)
if ok==rotori then
for j=1:rotori
data(k,j)=s1(i+1,j)
data(k,rotori+2+j)=s1(i+1,rotori+2+j)
end
data(k,rotori+1)=s1(i+1,rotori+1);
data(k,rotori+2)=s1(i+1,rotori+2);
k=k+1
end
end
else
for i=1:a
for j=1:rotori
data(i,j)=s1(i+1,j)
data(i,rotori+2+j)=s1(i+1,rotori+2+j)
end
data(i,rotori+1)=s1(i+1,rotori+1);
data(i,rotori+2)=s1(i+1,rotori+2);
end
end
end

```



```
//discretizzazione degli RPM
a=size(data)
a=a(1)
mass=0
for i=1:rotori
j=fix(max(data(:,i)))+1
mass=max(mass,j)
end
rpm=linspace(1,mass,mass)
ene=zeros(mass,2)
for j=1:mass
for i=1:a
rpmmas=0
for k=1:rotori
rpmmas=max(rpmmas,data(i,k))
end
if rpmmas < rpm(j) then
ene(j,1)=ene(j,1)+10^(data(i,rotori+2)/10)
ene(j,2)=ene(j,2)+1
end
end
ene(j,1)=10*log10(ene(j,1)/ene(j,2))
end
lim=1
while abs(ene(lim,1)-ene(lim+1,1))<0.5
lim=lim+1
end
Rf=round(ene(lim,1))
scf(1)
clf()
plot(rpm,ene(:,1),'rx')
xlabel("L90 = media energetica cumulativa in funzione del RPM ")
j='Rumore di fondo = '+string(Rf)+' dB'
xstring(1,30,j)
//selezione dati rpm < lim
resi=[0,0]
j=1
for i=1:a
maxter=0
for k=1:rotori
maxter=max(maxter,data(i,k))
```

```

end
if maxter < lim then
resi(j,1)=data(i,rotori+1)
resi(j,2)=data(i,rotori+2)
j=j+1
end
end
scf(0)
clf()
plot(resi(:,1),resi(:,2),'x')
xtitle("L90 in funzione del vento a terra (V < lim)")
//impostare il limite della velocità del vento a terra
lvt=max(resi(:,1))
//selezione dati Vterra < lim
fondo=[0,0,0]
j=1
for i=1:a
if (data(i,rotori+1) <= lvt) & (data(i,rotori+2) > Rf) then
maxequ=0
for k=1:rotori
maxequ=max(maxequ,data(i,k)*equaliz(k))
end
fondo(j,1)=fix(maxequ*2)/2
fondo(j,3)=data(i,rotori+1)
fondo(j,2)=10*log10(10^(data(i,rotori+2)/10)-10^(Rf/10))
j=j+1
end
end
k=size(fondo)
k(3)=max(fondo(:,1))
k(4)=2*(k(3)-lim)+1
rpm=linspace(lim,k(3),k(4))
l=size(rpm)
media=0
for i=1:l(2)-1
erg(l(1),1)=0
erg(l(1),2)=0
for j=1:k(1)
if (fondo(j,1) < rpm (i+1)) & (fondo(j,1) >= rpm(i)) then
erg(l(1),1)=erg(l(1),1)+10^(fondo(j,2)/10)
erg(l(1),2)=erg(l(1),2)+1

```

```

end
end
erg(l(1),3)=rpm(i)
if erg(l(1),2) ~= 0 then
erg(l(1),1)=10*log10(erg(l(1),1)/erg(l(1),2))
media=media+erg(l(1),1)
l(1)=l(1)+1
end
end
media=media/l(1)
//funzione di scarto
function [f, g, ind]=scarto(para, ind)
f=0;
g=[0,0]
[j,k]=size(erg)
for i=1:j
f=f+(erg(i,1) - (para(1) + para(2)*erg(i,3)))^2
g(1)=g(1)-2*(erg(i,1) - (para(1) + para(2)*erg(i,3)))
g(2)=g(2)-2*(erg(i,1) - (para(1) + para(2)*erg(i,3)))*erg(i,3)
end
endfunction
function [f, g, ind]=scares(para, ind)
f=0;
g=[0,0]
[j,k]=size(ngr)
for i=1:j
f=f+(ngr(i,1) - (para(1) + para(2)*ngr(i,3)))^2
g(1)=g(1)-2*(ngr(i,1) - (para(1) + para(2)*ngr(i,3)))
g(2)=g(2)-2*(ngr(i,1) - (para(1) + para(2)*ngr(i,3)))*ngr(i,3)
end
endfunction
//funzione di fit
fit=[30,1]
[fp,xot]=optim(scarto,fit)
ffit=xot(1)+xot(2)*erg(:,3)
//calcolo R^2
somma=[0,0];
k=size(erg)
for i=1:k(1)
somma(1)=somma(1)+(erg(i,1)-(xot(1)+xot(2)*erg(i,3)))^2;
somma(2)=somma(2)+((xot(1)+xot(2)*erg(i,3))-media)^2;

```

```

end
Re=1-somma(1)/somma(2)
scf(2)
clf()
plot(erg(:,3),ffit,'k')
plot(erg(:,3),erg(:,1),'rx')
xlabel("Fit emissione")
fit='y = '+string(round(xot(2)*1000)/1000)+' x + '+string(round(xot(1)*1000)/1000);
xstring(6.5,39,fit)
xstring(6.5,38,'R^2 ='+string(Re))
//arrotondamento RPM
arro=[0,0,0]
j=1
for i=1:a
maxequ=0
for k=1:rotori
maxequ=max(maxequ,data(i,k)*equaliz(k))
end
k=fix(maxequ*2)/2
if k<lim then
arro(j,1)=k
arro(j,3)=data(i,rotori+1)
arro(j,2)=data(i,rotori+2)
j=j+1
else
if data(i,rotori+2) > (xot(1)+xot(2)*k) then
arro(j,1)=k
arro(j,3)=data(i,rotori+1)
arro(j,2)=10*log10(10^(data(i,rotori+2)/10)-10^((xot(1)+xot(2)*k)/10))
j=j+1
end
end
end
//ordinamento per vterra
vterra=data(1,rotori+1);
for i=2:a
b=size(vterra)
k=0
for j= 1:b(1)
if data(i,rotori+1) ~ = vterra(j) then
k=k+1

```

```

end
end
if k==b(1) then
vterra(b(1)+1)=data(i,rotori+1)
end
end
b=b(1)
k=vterra;
vterra=ones(b,1)*100;
for i=1:b
l=0;
for j=1:b
if vterra(i) > k(j) then
vterra(i) = k(j)
l=j
end
end
k(l)=100
end
//filtro velocità del vento a terra
k=size(arro)
ngr=[0,0,0]
l=1
media=0
for i=1:b-1
ngr(1,1)=0
ngr(1,2)=0
for j=1:k(1)
if (arro(j,3) > lvt) & (arro(j,3) < vterra(i+1)) & (arro(j,3) >= vterra(i)) then
ngr(1,1)=ngr(1,1)+10^(arro(j,2)/10)
ngr(1,2)=ngr(1,2)+1
end
end
if ngr(1,2) ~= 0 then
ngr(1,1)=10*log10(ngr(1,1)/ngr(1,2))
ngr(1,3)=vterra(i)
media=media+ngr(1,1)
l=l+1
end
end
fit=[30,1]

```

```

[fp,xre]=optim(scares,fit)
fres=xre(1)+xre(2)*ngr(:,3)
//calcolo R^2
k=size(ngr)
somma=[0,0];
media=media/k(1)
for i=1:k(1)
somma(1)=somma(1)+(ngr(i,1)-(xre(1)+xre(2)*ngr(i,3)))^2;
somma(2)=somma(2)+((xre(1)+xre(2)*ngr(i,3))-media)^2;
end
Rr=1-somma(1)/somma(2)
scf(3)
clf()
plot(ngr(:,3),ngr(:,1),'g')
plot(ngr(:,3),fres)
xlabel("Fit residuo")
fitre='y = '+string(round(xre(2)*1000)/1000)+'x + '+string(round(xre(1)*1000)/1000);
xstring(1.5,48,fitre)
xstring(1.5,46,'R^2 ='+string(Rr))
//calcolo differenziale
// diffe= [fit emissione, RPM equ, fit residuo, Vterra, totale simulato, differenziale]
diffe=[0,0,0,0,0,0]
for i=1:a
maxequ=0
for k=1:rotori
maxequ=max(maxequ,data(i,k)*equaliz(k))
end
diffe(i,2)=fix(maxequ*2)/2
if diffe(i,2) < lim then
diffe(i,1)=0
else
diffe(i,1)=xot(1)+xot(2)*diffe(i,2)
end
diffe(i,4)=data(i,rotori+1)
if diffe(i,4) > lvt then
diffe(i,3)=xre(1)+xre(2)*diffe(i,4)
else
diffe(i,3)=Rf
end
diffe(i,5)=10*log10(10^(diffe(i,1)/10)+10^(diffe(i,3)/10))
diffe(i,6)=diffe(i,5)-diffe(i,3)

```

```

end
//medie energetiche ambientale e differenziale in funzione del vento a terra
b=size(vterra)
for j=1:b(1)
enedif(j,1)=0
enedif(j,2)=0
enedif(j,3)=0
for i=1:a
if diffe(i,4) == vterra(j) then
enedif(j,1)=enedif(j,1)+10^(diffe(i,5)/10)
enedif(j,2)=enedif(j,2)+10^(diffe(i,6)/10)
enedif(j,3)=enedif(j,3)+1
end
end
enedif(j,1)=10*log10(enedif(j,1)/enedif(j,3))
enedif(j,2)=10*log10(enedif(j,2)/enedif(j,3))
end
scf(4)
clf()
plot(diffe(:,4),diffe(:,6),'x')
plot(vterra,enedif(:,1),'r')
plot(vterra,enedif(:,2),'g')
xtitle("Differenziale")

```

Bibliografia

- [1] WWEA: World Wind Energy Association, “*World Wind Energy Report 2010*”, aprile 2011.
- [2] *www.windpower.com*, Sito web della Navitas Energy.
- [3] Regione Toscana, “*Linee guida per la valutazione dell’impatto ambientale degli impianti eolici*”, febbraio 2004.
- [4] Lembo Pasquale, “*Impatto socio-economico della produzione di energia eolica in Capitanata*”, Tesi di laurea in Tecnologia dei cicli produttivi, Università di Taranto.
- [5] *http://www.wwindea.org/technology*, Sito web della WWEA: World Wind Energy Association.
- [6] L. Pirazzi, A. Gargini, “*Vie del vento 2010*”, Gruppo Editoriale Muzzio srl, aprile 2010.
- [7] A. Betz, “*Introduction to the Theory of Flow Machines*”, Oxford Pergamon Press 1966.
- [8] Consorzio LAMMA e Regione Toscana, “*Progetto per la realizzazione di un servizio web per la valutazione del potenziale*”, dicembre 2008.
- [9] Agence Régionale de l’Environnement et des Nouvelles Energies Ile-de-France (ARENE IdF), “*Eolico in ambiente urbano: stato dell’arte*”, Collana dossier ambientali Environment Park: Dossier n.15, aprile 2007.
- [10] A. Bartolazzi, M. Mariani, “*Italian regulations on wind farm noise*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma, aprile 2011.
- [11] ANEV, Associazione Nazionale Energia del Vento, *www.anev.org*
- [12] Regione Toscana, “*La tecnologia eolica, il mini eolico, il micro eolico, l’eolico off-shore*”, rif. 156742.

- [13] Società Elettrica Italiana, www.impiantieolici.com, 2010
- [14] D. Bowdler, “*Why turbine noise annoys*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma, aprile 2011.
- [15] S.Wagner, R. Bareiss, G. Guidati, “*Wind turbine noise*”, Springer Verlag, 1996.
- [16] J. N. Pinder, “*Mechanical noise from wind turbine*”, Wind Engineering Vol. 16, 1992.
- [17] W. J. Zhu, N. Heilskov, W. Z. Shen, J. N. Sorensen, “*Modeling of aerodynamically generated noise from wind turbines*”, Journal of solar energy engineering, Vol.127, 2005.
- [18] F. Brooks, D. Pope, M. Marcolini, “*Airfoil Self-Noise and prediction*”, NASA RP-1218, luglio 1989.
- [19] S.Oerlemans, P. Sijtsma B. Mendez Lopez, “*Location and quantification of noise sources on a wind turbine*”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlino, ottobre 2005.
- [20] S.Oerlemans, M. Fischer, T. Maeder, “*Reduction of Wind turbine noise using optimized airfoils and trailing edge serrations*”, AIAA Journal, 2009
- [21] J. Ffowcs Williams, L.H. Hall, “*Aerodynamic Sound Generation by turbulent flow in the vicinity of a scattering half plane*”, JFM vol. 47, 2006
- [22] R.K. Amiet, “*Noise due to the Theory of trailing edge noise*”, JSV vol. 47, 1976
- [23] M.S.Howe, “*A review of the theory of trailing edge noise*”, JSV vol. 61, 1978
- [24] M. Roger, S. Moreau, “*Backscattering correction and further extensions of Amiet’s trailing edge noise model, part 1*”, JSV vol. 286, 2005
- [25] R. Drobietz, I.U. Borchers, “*Generic Wind Tunnel Study on Side Edge Noise*”, 12th Aeroacoustics Conference, maggio 2006.
- [26] B.Petitjean, R. Drobietz, K. Kinzie, “*Wind turbine blade noise mitigation technologies*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma aprile 2011.
- [27] A. Rogers, J. Manwell, S. Writght, “*Wind turbine acoustic noise*”, Renewable Energy Research Lab. University of Massachusetts at Amherst, 2006.
- [28] G. P. van der Berg, “*The sound of high winds: the effect of atmospheric stability on wind turbine sound and microphone noise*”, Tesi di dottorato, Università di Groningen, 2006

- [29] G.P. Schepers, “*SIROCCO - Silent rotors by acoustic optimisation*”, National Aerospace Laboratory, NLR (NL), 2010
- [30] M. Hayes, “*How noise is generated by wind turbines*”, Hayes McKenzie Partnership Ltd, Machynlleth & Salisbury.
- [31] F. Bertagnolio, “*Trailing Edge Noise Model Applied to Wind Turbine Airfoils*”, Risø National Laboratory, Risø-R-1633(EN), gennaio 2008.
- [32] M.J. Lighthill, “*On Sound Generated Aerodynamically. I. General Theory*”, Proceedings of the Royal Society London A211, 1952.
- [33] Acoustica Camera, GFaI, Berlino <http://www.acoustic-camera.com>.
- [34] S. Becker, J. Grabinger, “*Computational aeroacoustic for rotating systems*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma, aprile 2011.
- [35] P. Dutilleux, “*Ear training on wind turbine noise emissions*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma aprile 2011.
- [36] L. Pennisi, “*Nuove tecniche di misura e valutazione del rumore determinate dalla normativa recente: le sorgenti rumore negli impianti eolici e la sua valutazione*”, Firenze, dicembre 2009.
- [37] R. Stull, “*Meteorology for scientists and engineers*”, Brooks/Cole, 2000.
- [38] <http://www.windatlas.ca>, Sito web della Canadian Wind Energy Atlas.
- [39] <http://www.nextville.it>, Sito web di NextVille, energie rinnovabili ed efficienza energetica.
- [40] N.Rosmin, S.J.Watson, M.Tompson, “*Power Limitation at High Wind Speed for a Variable Speed Fixed Pitch Wind Turbine using Close-Loop Scalar Control*”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spagna), Marzo 2010.
- [41] J.R. Garrat, “*The atmospheric boundary layer*”, Cambridge University Press, Cambridge, 1992.
- [42] A.S. Monin, A.M. Obukhov, “*Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere*”, Tr.Akad. Nauk SSSR Geophiz. Inst. 24(151): 163-187, 1954.
- [43] Norma tecnica CEI EN 61400-11:2000-05, “*Sistemi di generazione a turbina eolica. Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico*”, 2000.

- [44] A. Smedman , U. Högström, H. Bergström, “*Low Level jets – A Decisive Factor for Off-Shore Wind Energy Siting in the Baltic Sea*”, Wind Engineering 20, 1996
- [45] F. Pasquill, “*The estimation of the dispersion of windborne material*”, The Meteorological Magazine, vol 90, 1961.
- [46] H.J.Wagner, J.Marthur, “*Introduction to Wind Energy Systems*”, Green energy and technology, Springer,2009
- [47] S.D. Kwon, “*Uncertainty analysis of wind energy potential assessment*”, Applied Energy journal 87 (2010) 856-865, 2008
- [48] C.J. Bunker, “*Effects of wind direction and speed on turbulence and wind shear*”, Department of Physics Brigham Young University - Idaho, 2010
- [49] F. Van der Berg, “*Wind profile over complex terrain*”, 2° International meeting on wind turbine noise, Lione, settembre 2007.
- [50] B. Gardiner, “*Airflow Over Forests and Forest Gaps*”. BWEA Tree Workshop Forestry Commission, Marzo 2004.
- [51] S.Y. Hui, A. Crockford, ” *Wind Profiles and Forests Validation of Wind Resource Assessment Methodologies Including the Effects of Forests*”,Thesis Project at Technical University of Denmark, 2007
- [52] M. Gianni, A. Bartolazzi, ”*SODAR wind measurements as a mean to refine acoustic analysis of wind projects*”, 4° International meeting on wind turbine noise, Roma, aprile 2011.
- [53] W. Palmer, “*A New Explanation for Wind Turbine Whoosh – Wind Shear*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [54] O. Fégeant, “*Wind induced vegetation noise, part 1: A prediction model*”, Acta Acoustica 85, 1999
- [55] O. Fégeant, “*Wind induced vegetation noise, part 2: Field measurements*”, Acta Acoustica 85, 1999
- [56] K. Bolin, “*Masking of sound from wind turbines by vegetation noise*”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlino, ottobre 2005.
- [57] K. Bolin, “*Investigating the audibility of wind turbines in the presence of vegetation noise* ”, 2° International meeting on wind turbine noise, Lione, settembre 2007.

-
- [58] K. Bolin, “*The influence of natural ambient sounds on wind turbine noise*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [59] D. Bowdler, “*What is the real background noise?*”, 2° International meeting on wind turbine noise, Lione, settembre 2007.
- [60] R. Spagnolo, “*Manuale di acustica applicata*”, UTET università, 2001.
- [61] K. Attenborough, K.M. Li, K. Horoshenkov, “*Predicting outdoor sound*”, Taylor & Francis, 2007.
- [62] UNI ISO 9613-2, “*Attenuazione sonora nella propagazione all’aperto: metodo generale di calcolo*”, settembre 1996 .
- [63] ISO 1996-2:2007, “*Acoustics - description, measurement and assesment of environmental noise - Part 2: Determination of enviromental noise levels*”, 2007.
- [64] E.J. Kalapinski, “*Wind Turbine Acoustic Modeling with the ISO 9613-2 Standard: Methodologies to Address Constraints*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [65] E. Pedersen, “*Effect of wind turbine noise on humans*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [66] <http://www.who.int>, Sito web dell’Organizzazione mondiale della sanità.
- [67] <http://ec.europa.eu/environment/noise/home.htm>, Sito web della Commissione Europea.
- [68] NMPB-Routes 96, “*Methode de calcul incluant les effets meteorologiques, version experimentale, Bruit des intrastructures routieres*”, 1997.
- [69] P.Steenackers, H.Myncke and A.Cops, “*Reverberation in town streets*”, Acustica 40, 1978.
- [70] Research Committee of Road Traffic Noise in Acoustical Society of Japan, “*ASJ Prediction Model 1998 for Road Traffic Noise*”, J. Acoust. Soc. Jpn., 55, 1999.
- [71] K.Takagi, T.Miyake, K.Yamamoto, H.Tachibana, “*Prediction of road traffic noise around tunnel mouth*”, 29th Int. Cong. Noise Control Eng., 2000.
- [72] UNI ISO 9613-1, “*Attenuazione sonora nella propagazione all’aperto: calcolo dell’assorbimento del suono in atmosfera*”, 1993.

- [73] Bo Sondergaard, B. Plovsking, “*Prediction of noise from wind farms with Nord2000. Part 1*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [74] B. Plovsking, Bo Sondergaard, “*Prediction of noise from wind farms with Nord2000. Part 2*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [75] G. P. Van der Berg, “*Mitigation measures for night-time wind turbine noise*”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlino, ottobre 2005.
- [76] G. P. Van der Berg, “*Wind gradient statistics up to 200 m altitude over flat ground*”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlino, ottobre 2005.
- [77] A. Moorhouse, M. Hayes, M. Adams, “*Research into aerodynamic modulation of wind turbine noise: final report*”, University of Salford, 2007.
- [78] International standard IEC 61672, “*Electroacoustics, sound level meters*”, 2002.
- [79] International standard IEC 60942, “*Electroacoustics, sound calibrators*”, 2003.
- [80] D.M. Hessler, “*Wind Tunnel Testing of Microphone Windscreen Performance Applied to Field Measurements of Wind Turbines*” 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [81] Decreto Ministeriale 16 marzo 1998, “*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell’inquinamento acustico*”, 1998.
- [82] S. Ljunggren, “*Recommended practices for wind turbine testing. 10. Measurement of noise immission from wind turbines at noise receptor locations*”, Department of Building Science, The Royal Institute of technology, Sweden , 1997.
- [83] EPA Australia, “*Wind Farm environment noise guidelines*”, 2009.
- [84] New Zealand Standard, “*Acoustics. Wind Farm Noise*”, NZS 6808:2010.
- [85] ETSU-R-97, “*The assessment & rating of Noise from wind farm*”, 1996.
- [86] L. 447/95, “*Legge quadro sull’inquinamento acustico*”, 1995.
- [87] D.M. 16/3/98, “*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell’inquinamento acustico*”, 1998.
- [88] D.P.C.M. dei 14/11/97 “*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*”, 1997.

- [89] D.P.C.M. dei 1/3/91 “*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno*”, 1991.
- [90] B. Sørensgaard, “*Noise measurements according to IEC 61400-11. How to use the results*”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlino, ottobre 2005.
- [91] B. Sørensgaard, “*The next version of the IEC 61400-11 measurement method*”, 3° International meeting on wind turbine noise, Aalborg, giugno 2009.
- [92] IEC 61400-12:1998, “*Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine power performance testing*”, 1998.
- [93] IEC 61400-11:2002 edition 2 “*Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques*”, 2002.
- [94] IEC 61400-11:2002 Versione 2.1 “*Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques*”, 2006.
- [95] UNI CEI ENV 13005, “*Guida all’espressione dell’incertezza di misura*”, luglio 2000.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare le società Co.Svi.G srl, gestore del parco eolico “La miniera”, ed E.ON, gestore del parco eolico “Poggi alti”, per aver gentilmente fornito i dati necessari allo svolgimento di questo lavoro di tesi.

Un ringraziamento speciale va al dipartimento provinciale di Pisa A.R.P.A.T., in particolare al Prof. Gaetano Licitra, al Dott. Paolo Gallo, al Dott. Diego Palazzuoli e a Fabrizio Balsini.